



Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology

Kysynnän jousto osana PJM:n kapasiteettimarkkinoita Demand Response as part of capacity markets in PJM

Olli Huotari

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Olli Huotari

Kysynnän jousto osana PJM:n kapasiteettimarkkinoita

2013

Kandidaatintyö.

30 s.

Tarkastaja: professori Satu Viljainen

Työssä tarkastellaan PJM:n RPM-pohjaisen kapasiteettimarkkinan vaikutuksia kysynnänjoustoresurssien määrän kasvattamiseen PJM:n kysynnän hintajousto- sekä luotettavuuspohjaisten kysynnänjousto-ohjelmien yhteydessä. Työssä tarkastellaan myös millaisia kysynnänjousto-ohjelmia PJM:ssä on olemassa ja miten ne toimivat.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
Faculty of Technology
Degree Programme in Electrical Engineering

Olli Huotari

Demand Response as part of capacity markets in PJM

2013

Bachelor's Thesis.

30 p.

Examiner: professor Satu Viljainen

In this thesis the effects of PJM's RPM based capacity market are studied in accumulating Demand Response resources under PJM's Economic and Emergency Demand Response programs. The thesis also takes a notion of how different Demand Response programs generate revenue and what is needed to participate in these programs.

SISÄLLYSLUETTELO

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet	2
1. Johdanto	3
1.1 Tutkielman taustat	3
1.2 Tutkielman tavoitteet ja rajaukset	3
2. Kapasiteettimarkkinat	4
2.1 Kapasiteettimarkkinamalleja	5
2.2 PJM RTO	6
2.2.1 PJM:n energiamarkkinat	8
2.2.2 PJM:n kapasiteettimarkkinat	9
2.2.3 PJM:n nykyinen kapasiteettimarkkinamalli	10
3. Kysynnän jousto	12
3.1 Kysynnän jousto PJM:ssä	14
3.1.1 Kysynnän hintajousto	15
3.1.2 Luotettavuuspohjainen kysynnänjousto	15
3.2 Aggregaattorin rooli PJM:ssä	17
3.2.1 Case-tarkastelu kysynnän hintajousta	19
3.2.2 Case-tarkastelu luotettavuuspohjaisesta kysynnänjousta	20
4. Yhteenveto	22
4.1 Kapasiteettimarkkinan vaikutukset PJM:n kysynnänjousto-ohjelmiin	22
4.2 PJM:n energiamarkkinan ja kapasiteettimarkkinan tulevaisuus	25
LÄHTEET	27

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

CSP	Curtaiment Service Provider
DR	Demand Response
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FTR	Financial Transmission Right
LMP	Locational Marginal Price
LSE	Load Serving Entity
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection LLC
RPM	Reliability Pricing Model
RTO	Regional Transmission Organization

1. JOHDANTO

Tämä työ on tehty Lappeenrannan teknillisen yliopiston teknillisen tiedekunnan sähkötekniikan koulutusohjelmassa sähkömarkkinoiden pääaineen kandidaatintutkinnon opinnäytetyöksi. Työn tarkoituksena on tutkia kysynnän joustoa Pohjois-Amerikassa kapasiteettimarkkinoiden näkökulmasta.

1.1 Tutkielman taustat

Energia-alalla eletään tällä hetkellä aikakautta, jota monet tutkijat kutsuvat energiamurrokseksi. Perinteinen sähköjakelumalli on haastettu uudella Smart Grid-, eli älykäs sähköverkko-ajattelu mallilla. Smart Grid-ajattelumallissa perinteistä keskitettyä sähköntuottoa voidaan tukea verkon eri osissa toimivalla hajautetulla tuotannolla. Yhdysvalloissa Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnectionin (PJM) eli paikallisen verkko-operaattorin vaikutusalueella on jo otettu ensimmäisiä askelia kohti hajautettuja resursseja kysynnänjouston muodossa.

PJM on onnistunut kartuttamaan huomattavan määrän hajautetuiksi resursseiksi laskettavaa kysynnänjoustoa alueellaan vuonna 2006 käyttöön otetun Reliability Pricing Methodiin perustuvan kapasiteettimarkkinan myötä. PJM:n kapasiteettimarkkinaan tekemät muutokset ovat kasvattaneet kysynnänjoustoresurssien määrää PJM:ssä ja ovat herättäneet kiinnostusta PJM:n kapasiteettimarkkinauudistusta kohtaan.

1.2 Tutkielman tavoitteet ja rajaukset

Tutkielman tavoitteena on selvittää millaisia vaikutuksia kapasiteettimarkkinalla on kysynnänjouston luomiseen. Lisäksi tutkielmassa tarkastellaan millaisia erilaisia kysynnänjousto-ohjelmia on olemassa ja mitä ohjelmaan osallistuvilta sähkökuluttajalta vaaditaan.

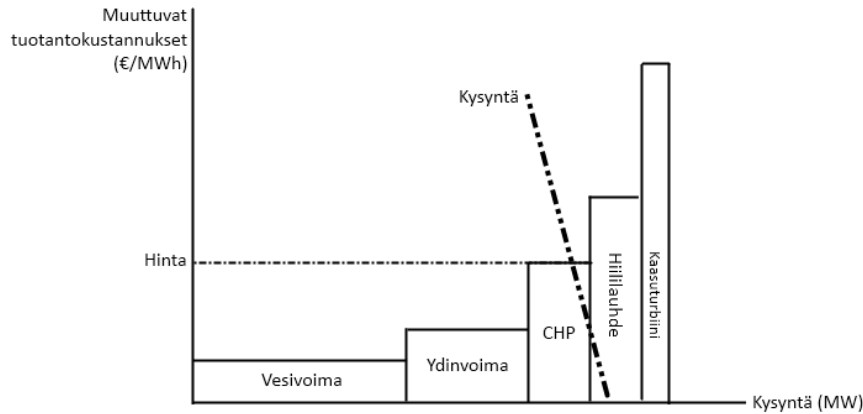
Tutkielmassa keskitytään tarkastelemaan Yhdysvalloissa toimivaa paikallista markkinaa PJM:ää. PJM valikoitui tarkastelun kohteeksi vuonna 2006 tekemänsä kapasiteettimarkkinauudistuksen myötä. Lisäksi työssä tarkastellaan PJM:n alaisuudessa toimivista monista kysynnänjousto-ohjelmista kahta suurinta ohjelmaa. Ohjelmiksi valikoituivat PJM:n kysynnän hintajousto-ohjelma sekä PJM:n luotettavuuspohjainen kysynnänjousto-ohjelma.

2. KAPASITEETIMARKKINAT

Avoimille markkinoille tyypillisesti asiakkaiden kysyntä tuotetta tai palvelua kohtaan reagoi markkinoiden tuottamien hintasignaalien mukaisesti. Asiakkaiden aiheuttama kysyntä siis seuraa kysynnän lakia, jolloin muiden tekijöiden pysyessä muuttumattomina hinnan lasku kasvattaa kysynnän määrää ja päinvastoin. Esimerkiksi, kun tuotteen hinta nousee tuotteen vähäisestä saatavuudesta johtuen, asiakkaat automaattisesti laskevat kysyntää tuotetta kohtaan. Tästä syystä näillä markkinoilla ei ole tarvetta lisätä tuotantokapasiteettia, sillä markkinat antavat asiakkaille selvän signaalin, että haluttu tuote on loppumassa ja kysyntä tuotetta tai palvelua kohtaan laskee. (Lindholm ja Kettunen 2009)

Edellä mainittu esimerkki ei kuitenkaan päde sähkömarkkinoilla, sillä sähkö on välttämättömyshyödyke, jota ei voida korvata toisella hyödykkeellä eikä käyttöä pysty realistisessa mielessä lopettamaan. Tästä johtuen sähkö on kysynnän suhteen lähes joustamatonta, ellei erillistä kannustetta ole jouston toteuttamiseksi. Lisäksi sähkömarkkinoilla sähkön tuottajien on pystyttävä kattamaan sähkön kulutuksen tarpeet kaikkina aikoina, sillä sähkön tuotannon ja kulutuksen välillä on vallittava tehotasapaino. Tämä tarkoittaa sitä, että sähköntuottajilla on oltava tuotantokapasiteettia jokaiselle kysyntähetkelle. (Partanen 2011)

Sähkökaupassa kysyntähetken sähkön tukkumarkkinahinta määräytyy aina kalleimman käytössä olevan tuotantomuodon muuttuvien kustannusten mukaan, kun käytössä on marginaalihinnoittelumalli. Tässä mallissa kallein tuotantomuoto määräytyy sähkömarkkinoilla kyseisen hetken kysynnän mukaan ja täten määrittää sähkölle sen hetkisen marginaalikustannuksen. Marginaalihinnoittelumallissa sähkön tuotannon ajojärjestys toteutetaan aina alkaen halvimmasta mahdollisesta tuotantomuodosta kalleimpaan, siten että sähkön tuotanto ja kulutus kohtaavat aina mahdollisimman alhaiseen hintaan. Kuvasta 2.1 nähdään, että sähkön marginaalikustannus muodostuu aina kyseisenä hetkenä ajovuorossa olevan tuotantomuodon muuttuvista kustannuksista. Sähkön tukkumarkkinahinta ei näin ollen kata kalleimman käytössä olevan tuotantomuodon kiinteitä kustannuksia, kuten käyttö- ja huoltokustannuksia. (Partanen 2011)



Kuva 1.1 Sähkön tukkumarkkinahinnan muodostuminen energiemarkkinoilla. (Partanen 2011)

Teoriassa sähkökaupassa, erityisesti ”energy-only” – markkinoilla, eri tuotantomuotojen kiinteät kustannukset katetaan sähkön huippukäytön aikoina. Tämä tarkoittaa sitä, että sähkön kulutuksen noustessa lähelle käytössä olevaa maksimaalista tuotantokapasiteettia, sähkön tukkumarkkinahinta nousee hyvin korkeaksi. Tuona huippukäytön aikana ”energy-only” – markkinoilla toimivat tuotantokapasiteetin tuottajat kattavat tuotantolaitostensa kiinteitä kuluja. Sähkömarkkinoilla on usein kuitenkin asetettu rajoituksia, esimerkiksi hintakattojen muodossa valvontaviranomaisten toimesta, jotta sähkön hinta ei nousisi kuluttajien näkökulmasta sietämättömän korkeaksi. Tämä kuitenkin muodostaa ongelman sähköntuottajille, sillä nämä hintakatot rajoittavat sähkön hinnan nousua huippukäytön aikana. Tämä johtaa siihen tilanteeseen, että sähköntuottajat eivät pysty kattamaan kalteimpien tuotantolaitostensa kiinteitä kustannuksia. Kyseistä ongelmaa kutsutaan puuttuvan rahan ongelmaksi. (Eurlecetric 2011)

2.1 Kapasiteettimarkkinamalleja

Kapasiteettimarkkinoita on ehdotettu yhdeksi ratkaisuksi edellä mainittuun puuttuvan rahan ongelmaan. Maailmalla on käytössä erilaisia kapasiteettimarkkinamalleja, jotka vastaavat kunkin markkina-alueen vaatimukseen, mutta yleinen toimintaperiaate kapasiteettimarkkinoilla on seuraava: valvontaviranomainen asettaa sähkömarkkinoilla toimijoille kapasiteettivelvoitteen, eli tietyn tason tuotantokapasiteetille, joka täytyy kattaa luotettavan sähkönjakelun takaamiseksi. Sähköntuottajat täyttävät tämän kapasiteettivelvoitteen rakentamalla riittävän määrän tuotantokapasiteettia, kun sähkönmyyjät vastaavasti kattavat sähköntuottajille näiden tuotantolaitosten kustannukset sisällyttämällä tuotantokustannukset sähkönmyyntihintaan. Se miten tuotantokapasiteetin määrä määritellään, tai paljonko kapasiteetilla on hintaa, määräytyy käytössä olevan kapasiteettimarkkinamallin mukaisesti. Seuraavaksi on esitelty neljä yleisintä kapasiteettimarkkinamallia taulukossa 2.1. Näistä

neljästä kapasiteettimarkkinamallista esimerkiksi kapasiteettihuutokauppa on käytössä USA:n PJM:n alueella, sekä muilla markkina-alueilla, kuten Venäjällä. (Eurelectric 2011)

2.1 Listattuna neljä yleisintä kapasiteettimarkkinamallia sekä lyhyet kuvaukset niiden toimintaperiaatteista. (Eurelectric 2011)

MALLI	TOIMINTAPERIAATE
Kapasiteettimaksu	Tarjolla olevasta kapasiteetista suoritetaan kapasiteettimaksu tuottajille. Kapasiteettimaksun määrä on päätetty valvontaviranomaisten toimesta.
Kapasiteettivelvoitteet	Valvontaviranomainen määrittää tietyn kapasiteettitason, jonka täyttääkseen sähkön myyjät tekevät kahdenkeskisiä sopimuksia tuottajien kanssa.
Kapasiteettihuutokauppa	Tarvittavan kapasiteetin määrä määritellään moniksi vuosiksi eteenpäin. Kapasiteetin hinta määritellään huutokaupalla, jossa tuottajat esittävät tarjouksia tarjoamalleen kapasiteetille. Huutokaupan määrittelemään hintatasoon ylittäneet tuottajat jakavat kapasiteettimaksut keskenään tuottamansa kapasiteetin mukaan.
Luotettavuuspohjainen optiokauppa	Malli perustuu kapasiteettihuutokauppaan, mutta fyysisten tuotteiden vaihdannan sijaan kauppaa käydään finanssituotteilla, kuten optioilla. Tuottajat ja kantaverkkoyhtiö määrittävät tietyn hintarajan sähkölle, jonka jälkeen tuottajien tarjoaman kapasiteetin on oltava käytettävissä tähän ennalta määrättyyn hintaan.

2.2 PJM RTO

PJM Interconnection LLC on Yhdysvaltojen suurin RTO (Regional Transmission Organization) eli kantaverkkoyhtiö. PJM toimii Delawaren, Illinoisin, Indianan, Kentuckyn, Marylandin, Michiganin, New Jersey, Pohjois-Carolinan, Ohion, Pennsylvanian, Tennesseen, Virginian, Länsi-Virginian sekä District of Columbian alueella. Tätä aluetta on ha-

vainnollistettu kuvassa 2.1. PJM hallinnoi alueellista kantaverkkoa sekä tukkusähkömarkkinaa, varmistaen sähkön toimituksen yli 60 miljoonalle ihmiselle. (PJM 2013a)



Kuva 2.1 PJM:n alue korostettuna tummalla värillä. (PJM 2013b)

PJM perustettiin vuonna 1927 kolmen verkkoyhtiön toimesta. Nämä verkkoyhtiöt olivat Public Service Electric & Gas, Philadelphia Electric Company ja Pennsylvania Power & Light. Tavoitteena oli toteuttaa marginaalihinnottelumallin periaatetta, eli tuottaa sähköä toimijoiden kesken siellä, missä se oli halvinta. Samalla yhtiöt pyrkivät vähentämään sähkönjakelusta syntyviä kustannuksia keskittämällä ja yhdistämällä toimintoja verkkoyhtiöiden kesken. PJM jatkoi vuosien kuluessa uusien toimijoiden lisäämistä piiriinsä ja samalla toimintojensa kehittämistä. Nykyään PJM käyttää kaksiportaista hallintorakennetta, joka koostuu PJM:n johtoryhmästä sekä PJM:n jäsenten muodostamasta valiokunnasta. PJM:n johtoryhmä on täysin erillinen PJM:n markkinoille osallistuvista toimijoista ja johtaa PJM:n aktiviteettejä itsenäisenä toimijana. PJM:n aktiviteetteihin kuuluvat nykyään alueellisen verkon sekä markkinoiden hallinnointi. Taulukossa 2.2 on listattuna PJM:n tärkeimmät markkinat. (Bowring 2006b; Fan 2008)

2.2 PJM:n alaisuudessa toimivat markkinat ja niiden toimintaperiaatteiden kuvaukset. (Fan 2008)

MARKKINA	KUVAUS
Energiamarkkinat	PJM:n energiamarkkinat koostuvat kahdesta eri markkinasta. Ensimmäinen markkina toimii päivää ennen toimitusta ja osapuolet ostavat energiansa pääasiallisesti tältä markkinalta. Toinen markkina on reaaliaikainen markkina, jonka avulla tuottajat ja ostavat ylläpitävät tehotasapainoa PJM:n alueella.
Kapasiteettimarkkinat	Kapasiteettimarkkinat toimivat RPM (Reliability Pricing Method) -mallin mukaisesti, jossa kapasiteetti huutokaupataan useiksi vuosiksi eteenpäin, sekä kapasiteetille muodostetaan koko vuoden kestävä hinta. PJM:n toimijoilla on kapasiteettimarkkinoiden lisäksi Opt-Out mahdollisuus, jossa he hankkivat/rakennuttavat tarvitsemansa kapasiteetin itse.
Oheispalvelumarkkinat	Oheispalvelumarkkinat tarjoavat PJM:n alueella toimiville verkkoyhtiöille mahdollisuuden kilpailuttaa sekä ostaa eri verkkoliiketoimintaa tukevia palveluita palvelutuottajilta.
Finanssimarkkinat	PJM:n rahoitusmarkkinoilla käydään kauppaa FTR (Financial Transmission Rights) tuotteilla, joilla markkinaosapuolet voivat suojautua solmupisteiden välisiä hintaeroja vastaan.

2.2.1 PJM:n energiamarkkinat

Alkuperäisessä muodossaan PJM:n energiamarkkinat olivat yksinkertaiset. Sähköenergian tuotanto sekä siirto olivat vahvasti sidottuja toisiinsa ja hinta määräytyi valvontaviranomaisten määrittämien rajoitteiden mukaan. Vuonna 1996 Yhdysvaltojen Federal Energy Regulatory Commission eli FERC asetti määräyksen 888, jonka mukaan kaikkien julkisten palvelutuottajien; jotka omistavat, valvovat ja operoivat tuotantolaitoksia tai siirtoverkkoja; on muodostettava sähkölle avoimet ja syrjimättömät tariffihinnat. Tämä johti siihen, että julkiset palveluntuottajat erottivat sähköenergian tuotannon ja siirtohinnoittelun toisistaan. (Fan 2008)

FERC:n asettaman määräyksen johdosta PJM aloitti uuden energiamarkkinamallin kehittelyn vuonna 1993 ja otti markkinamallin käyttöön vuonna 1998. Energiamarkkinamalliksi muodostui LMP (Locational Marginal Pricing) –malli eli solmupistehinnoittelumalli. LMP-mallissa ei siis ole hinta-alueita, vaan näiden sijaan solmupisteitä, joille jokaiselle muodostetaan oma hinta. LMP-mallissa hinta muodostetaan marginaalihinnoittelumallin periaatteiden mukaisesti, sekä lisäämällä hintaan ruuhkamaksu, joka määräytyy jakeluverkon ruuhkaisuuden mukaan. LMP-mallin käyttöönoton aikaisessa vaiheessa huomattiin, että solmupisteen korkea ruuhkautumisaste loi mahdollisuuden solmupisteeseen kytkeytyneille toimijoille harjoittaa markkinavoimaa. Tämän vuoksi FERC asetti määräyksen, jossa solmupisteille määriteltiin hintakatot, sekä jonka mukaan PJM:n on tarkkailtava verkon ruuhkautuneisuutta ja kehitettävä verkkoa ruuhkaisimmilla alueilla ruuhkaisuuden lievittämiseksi. Nämä hinnoittelurajoitteet loivat aiemmin käsitellyn puuttuvan rahan ongelman ja lopulta johtivat siihen, että kapasiteettimarkkinalle oli tarve. (Bowring 2008; Fan 2008; Hogan 1999)

PJM:n alueella marginaalihinnoittelumalli toimii kaksivaiheisesti. Ensimmäisessä vaiheessa kauppaa käydään päivää ennen toimitusta käytävässä huutokaupassa, jossa tuottajat tarjoavat tuotantoon markkinoille ja ostajat esittävät tarjouksia sähkön hinnalle. Sähkön hinta määräytyy siten, että sähkölle saadaan alhaisin hinta, jossa tarjonta ja kysyntä kohtaavat. Marginaalihinnoittelumallin toinen vaihe on tarkoitettu PJM:n alueen tehotasapainon ylläpitämiseen. Tällä markkinalla käydään kauppaa reaaliaikaisesti ja hinnat siirretylle sähkölle muodostuvat toimitustunnin jälkeen. Lisäksi PJM:n alueella on mahdollisuus tuottaa sähköä pelkästään omaan käyttöön sekä luoda kahdenkeskisiä sopimuksia tuottajan ja myyjän välillä. (Fan 2008; PJM 2013g)

2.2.2 PJM:n kapasiteettimarkkinat

PJM:n luodessa ensimmäisiä markkinoita, ei näiden markkinoiden joukossa ollut kapasiteettimarkkinoita. PJM:ssä oletettiin, että energiamarkkinat tuottaisivat tarpeeksi tuloja tuottajille tuotantolaitosten kiinteiden kulujen kattamiseksi. Vastaavasti riittävän käyttövarmuuden varmistamiseksi alueellaan PJM käytti kapasiteettivelvoitteita. Tässä järjestelmässä jokaiselle jäsenelle määrättiin vuosittaiset kapasiteettivelvoitteet, joiden tarkoituksena oli jakaa kapasiteetin asentamisesta aiheutuvat lisäkustannukset jäsenten kesken. Kunkin jäsenen asennettavan kapasiteetin määrä laskettiin kuormitusennusteiden sekä luotettavuuden takaamiseksi tarvittavan varamarginaalin perusteella. Mikäli tuottajajäsenellä ei ollut riittävää määrää tuotantokapasiteettia käytössään, kerättiin jäseneltä rangaistuksena ylimääräinen maksu liian vähäisestä kapasiteetista. PJM:n jäsenten sopi-

mien sääntöjen mukaan näistä rangaistuksista kerätyt tulot ohjattiin niille tuottajille, joilla asennettua kapasiteettiä oli enemmän kuin velvoitteissa määrätty. (Bowring 2006a)

Kapasiteettivelvoitteiden rangaistusmaksujen korkeat hinnat johtivat siihen, että PJM:n jäsenet loivat kahdenkeskisiin sopimuksiin perustuvan markkinan kapasiteetin hankkimiseksi. Tällä markkinalla PJM:n jäsenet vaihtoivat keskenään kapasiteettivelvoitteitaan hinnoin, jotka olivat keskimäärin alhaisempia kuin riittämättömästä kapasiteetista määrätty rangaistusmaksu. Tilanne kuitenkin muuttui vuosina 1998–1999, kun sähkökaupan rakenneuudistus mahdollisti uusien tulokkaiden markkinoille tulon. PJM:ssä huomattiin, että uusilla tulokkailla oli hankaluuksia täyttää kapasiteettivelvoitteitaan vakiintuneiden toimijoiden harjoittaessa markkinavoimaa kapasiteettihinnoittelulla. Ongelmaan kehitettiin ratkaisuksi kapasiteettimarkkinat, joille jokaisen sähköntuottajan PJM:n alueella oli osallistuttava. Uuden kapasiteettimarkkinan tavoitteena oli estää vakiintuneita toimijoita harjoittamasta edellä mainittua markkinavoimaa ja luoda joustavuutta kapasiteetin hankintaan siellä, missä sille oli tarve. Kapasiteettimarkkinoille osallistuvien tuottajien oli tarjottava kapasiteettiaan alussa viideksi kuukaudeksi eteenpäin markkinalla ja tarjotun kapasiteetin piti olla käytettävissä päivittäin. PJM kuitenkin muutti tämän viiden kuukauden mittaisen jakson varsin lyhyessä ajassa vuoden mittaiseksi valvontaviranomaisten pyynnöstä. Tällä markkinalla ei ollut vaatimusta hankkia kapasiteettia käyttöön päivää pidemmäksi ajaksi. Vastaavasti sähkön myyjien velvollisuutena oli ostaa kapasiteettimarkkinoilta päivittäinen kapasiteettitarve täyttääkseen käyttövarmuusvaatimukset. (Bowring 2006a)

2.2.3 PJM:n nykyinen kapasiteettimarkkinamalli

PJM päätti uudistaa käytössä olevaa kapasiteettimarkkinamalliaan vuonna 2006. PJM:ssä huomattiin, että vuosina 1999-2006 käytössä ollut malli ei vastannut nykypäivän tarpeisiin ja osoittautui riittämättömäksi. Käytössä ollut malli ei luonut riittävää määrää uutta kapasiteettia, mikä puolestaan mahdollisti markkinavoiman väärinkäytön. Lisäksi käytössä ollut malli ei tuottanut tarpeeksi tuloja uusien voimalaitosinvestointien kattamiseksi. Uudelle mallille annettiin nimeksi RPM (Reliability Pricing Model) –malli. Keskeisimmät muutokset uudessa mallissa vanhaan kapasiteettimarkkinamalliin verrattuna olivat: vuosittain käytävä sähkökauppa, vuosiksi eteenpäin käytävä huutokauppa, paikalliset kapasiteettimarkkinat, niukkuushinnoittelu kapasiteetille, selvä kytketyminen energia- ja lisäpalvelumarkkinaan, kannustimien luonti luotettavuuden luomiseksi sekä selkeät säännöt markkinavoiman väärinkäytön estämiseksi. Näillä uusilla muutoksilla pyrittiin vähentämään kapasiteetin hankintahintojen heilahtelua ja täten saada aikaan selviä hintasignaaleja tuottajille kapasiteetti-investointien toteuttamiseksi. (Bowring 2006a; PJM 2013c)

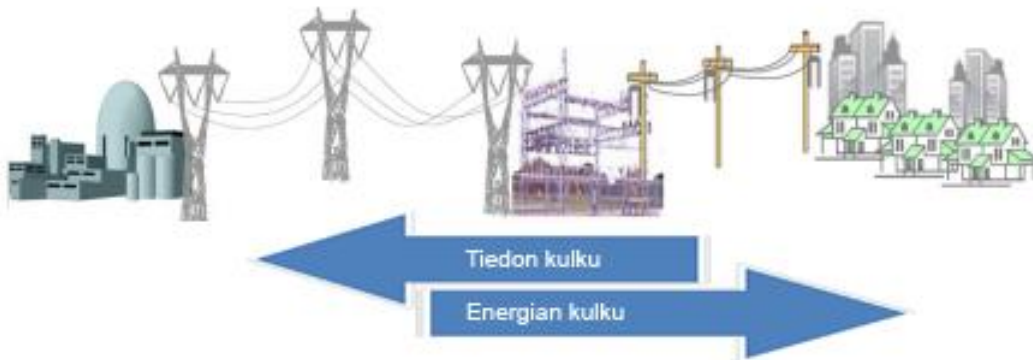
Hyvin tärkeäksi näistä uusista muutoksista muodostui vanhan mallin päivittäisen kapasiteettimarkkinan korvaaminen vuosittaisella markkinalla. Tämä tarkoitti sitä, että kapasiteetille huutokaupassa varmistunut hinta kattoi koko vuoden, mutta vain yhden vuoden ajan. Joseph Bowring mainitseekin artikkelissaan *The Evolution of PJM's Capacity Market*, että vaikka vuosittain käytävä kapasiteettikauppa vähentää kapasiteetin hankintahintojen heilahtelua lyhyellä aikavälillä, markkinamekanismi ei välttämättä tarjoa pitkän aikavälin varmuutta kapasiteetin hankintahintojen suhteen. Bowring ehdottaakin artikkelissaan, että vuosittaista kapasiteettimarkkinaa pidennettäisiin jatkossa useamman vuoden mittaiseksi, jotta kapasiteetin hankintahintojen heilahtelua voitaisiin ehkäistä myös pitkällä aikavälillä. (Bowring 2006a)

Toinen tärkeä uudistus oli kapasiteetin hinnan sekä määrän muodostamiseen käytetyn huutokauppamenetelmän uudistaminen. Vanhassa mallissa huutokauppaa käytiin päivää ennen toimitushetkeä, kun taas uudessa mallissa kapasiteetin hinta muodostetaan järjestämällä huutokauppa, jossa kapasiteetin hinta määritellään useamman vuoden päässä tapahtuvalle toimitusvuodelle. Tässä menetelmässä kapasiteetille määritetään hinta sekä tarvittava määrä toimitusvuodelle, joka on kolmen vuoden päässä huutokaupasta. PJM järjestää tarvittaessa täydentäviä huutokauppauksia vuosittain toimitushetkeen saakka, mikäli PJM huomaa tarvetta lisätä kapasiteetin määrää toimitusvuonna. Tämän mekanismin tavoitteena on mahdollistaa uusien toimijoiden markkinoille tulo ja lisätä kilpailua uusien ja vanhojen toimijoiden välillä. Lisäksi vuosiksi eteenpäin järjestettävä huutokauppa vähentää yli- ja ali-investointien määrää ja ehkäisee täten investointikuplien muodostumista. (Bowring 2006a)

Edellä mainittujen uudistusten lisäksi uudessa RPM-mallissa siirryttiin paikallishinnoitteluun kapasiteetin hinnan määrittelyssä. Hinnoittelumenetelmä vastaa hieman PJM:n energiamarkkinalla käytössä olevaa nodaalihinnoitteluperiaatetta, mutta sen sijaan, että hinta-alueet muodostettaisiin solmupisteiden mukaan, on hinta-alueet muodostettu verkon siirtoverkon asettamat rajoitteet siirtämällä paikallishinta kapasiteetin hankintahintaan. Tämän lisäyksen vuoksi RPM-malliin lisättiin selkeät säännöt markkinavoiman harjoittamista vastaan, jotta paikalliset markkinat säilyisivät kilpailukykyisinä. (Bowring 2006a; PJM 2013c)

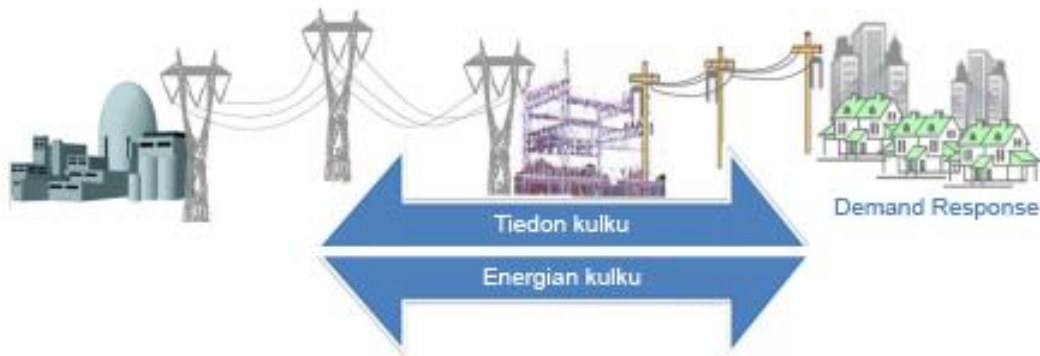
3. KYSYNNÄN JOUSTO

Perinteisesti sähkönjakelussa tuotanto vastaa muuttuvan kysynnän tarpeisiin. Tällä tarkoitetaan sitä, että sähkön kuluttajat luovat kysynnän sähkölle ja sähköntuottajat pyrkivät kattamaan kysynnän. Voidaan siis puhua järjestelmästä, jossa informaatio kulkee kuluttajilta tuottajille ja sähköenergia virtaa päinvastaiseen suuntaan tuottajilta kuluttajille. Tätä järjestelmää havainnollistaa kuva 3.1. (Rahimi ja Ipakchi 2010)



Kuva 3.1 Tiedon ja sähköenergian kulku perinteisessä sähkönjakelu järjestelmässä (Rahimi ja Ipakchi 2010)

Yllä kuvailtu järjestelmä ei kykene sellaisenaan mukautumaan tuotannon tai kulutuksen hetkellisesti muuttuviin tarpeisiin, kuten häiriötilanteissa kulutukseen nähden liian vähäiseen tuotannon lisäämiseen. Kyseistä järjestelmää pystytään parantamaan sallimalla tiedon sekä sähköenergian kulku molempiin suuntiin kuvan 3.2 osoittamalla tavalla. (Rahimi ja Ipakchi 2010)



Kuva 3.2 Tiedon ja sähköenergian kulku älykkäissä sähköverkoissa. (Rahimi ja Ipakchi 2010)

Sallimalla informaation ja sähköenergian virtaaminen molempiin suuntiin sähkönjakelujärjestelmässä mahdollistuu järjestelmän mukautuminen tuotannon ja kulutuksen muuttuviin tarpeisiin. Tästä mallista käytetään nimitystä ”Smart Grid” eli älykäs sähköverkko. Alun perin älykkään sähköverkon tarkoituksena on ollut kuluttajapuolelta saatavan informaation lisääminen, järjestelmän energiatehokkuuden parantaminen sekä sähköverkon itsestään toipuminen vakavista ongelmatilanteista eli kyseessä on ollut niin sanottu ”Self-healing” -toiminto. Myöhemmin älykkään sähköverkon toimintamalliin on lisätty pyrkimys tehokkaampaan resurssien käyttöön sekä kuluttajien valinnanvapauden lisääminen. Nämä perinteistä sähkönjakelujärjestelmän mallia muokanneet määrittelyt sekä informaation ja sähköenergian vapaa virtaaminen järjestelmän sisällä ovat mahdollistavat yhtenä merkittävänä ominaisuutena kysynnän jouston. Kysyntäjousto on ominaisuus, joka lisää järjestelmän kykyä mukautua kulutuksen ja tuotannon hetkellisesti muuttuviin tarpeisiin oli kyseessä sitten järjestelmähäiriön aiheuttama tilanne tai taloudellinen tarve. (Rahimi ja Ipakchi 2010)

Kysynnän jousto voidaan määritellä kuvailemalla se kuluttajien kykynä vähentää sähkön kulutustaan silloin, kun sähkön markkinahinta on korkea tai sähköverkon luotettava toiminta on uhattuna. Tällä voidaan esimerkiksi tarkoittaa teollisuuden tuotannon vähentämistä tai pysäyttämistä kokonaan tai lämpötilan laskemista ja valaistuksen himmentämistä suurissa rakennuskomplekseissa. Tässä yhteydessä kysynnän joustoksi määritellään mikä tahansa sähkön kulutusta vähentävä toiminto, joka tapahtuu vastauksena lyhyen aikavälin hintasignaaleihin, tai reaktiona järjestelmähäiriön aiheuttaman vikatilanteen korjaamiseen. Tämän määrittelyn mukaan kysynnän joustoksi ei lasketa normaalin käytön tai käyttäytymisen kautta tapahtuvaa sähkön kulutuksen vähenemistä. Yksinkertaistettuna kysynnän

jousto voidaan siis luonnehtia kuluttajien muodostamiksi ”virtuaalisiksi tuotantolaitoksiksi”, jotka vapauttavat käyttökapasiteettia järjestelmän käyttöön ekonomisesta tarpeesta tai hätätilanteen muodostamasta tarpeesta. (Gonatas 2012; PJM 2013d)

3.1 Kysynnän jousto PJM:ssä

Demand response (DR) eli kysynnän jousto on toiminut osana PJM:n sähkömarkkinoita jo vuodesta 1997. Nykyään DR toimii myös osana PJM:n kapasiteettimarkkinoita ja kuluttajille on tarjolla seitsemän erilaista DR-ohjelmaa, joihin kuluttajat voivat vapaasti liittyä. Ohjelmat voidaan jakaa kolmeen pääkategoriaan, sen mukaan minkälaista signaalia PJM käyttää DR-resurssien aktivoimiseen. Nämä kategoriat ovat: luotettavuuspohjainen kysynnänjousto eli Emergency DR, kysynnän hintajousto eli Economic DR sekä avustava kysynnän jousto, josta käytetään nimitystä Ancillary Service DR. (Walawalkar 2009)

Ensimmäinen kategoria, luotettavuuspohjainen kysynnänjousto, on tarkoitettu tuottamaan PJM:n käyttöön kustannustehokkaita kapasiteettiresursseja sähköverkon ollessa rankan rasituksen alla. Toinen kategoria eli kysynnän hintajousto kehitettiin luomaan laskupainetta nouseviin sähköhintoihin. Viimeinen kategoria eli avustava kysynnän jousto on tarkoitettu sellaisille kysynnän jousto resursseille, jotka voivat halutessaan osallistua järjestelmän tehotasapainon ylläpitoon. Taulukossa 3.1 on vielä yhteenvedona esitetty kaikki kolme kategoriaa ominaispiirteineen. (Walawalkar 2009)

Taulukko 3.1 Kysynnän jouston pääryhmät PJM:ssä (Walawalkar 2009)

	Ominaispiirre	Aktivoiva signaali
Kysynnän hintajousto	Tarkoitettu luomaan laskupainetta nouseviin sähkön markkintahintoihin.	Resurssit aktivoituvat itse tietyn markkinahinnan ylittyessä.
Luotettavuuspohjainen kysynnänjousto	Tarjoaa PJM:lle mahdollisuuden hankkia kustannustehokasta lisäkapasiteettia hätätilanteissa tapahtuvan kysynnän kattamiseksi.	PJM lähettää kapasiteetiksi rekisteröityneille resursseille signaalin jouston tarpeesta.
Avustava kysynnänjousto	Taajuuden säätämiseen osallistuvat kysynnän jouston resurssit osallistuvat tälle markkinalle.	PJM:n säätösähkömarkkinat lähettävät resursseille pyynnön vastata säädön tarpeeseen.

Yllämainituista kolmesta kysynnänjoustokategoriasta keskitymme tarkemmin kysynnän hintajousto-ohjelmaan sekä luotettavuuspohjaiseen kysynnänjoustoon, sillä nämä kaksi kategoriata kattavat suurimman osan kysynnänjoustoresursseista PJM:ssä. (PJM 2013e; PJM 2013f)

3.1.1 Kysynnän hintajousto

PJM:n kysynnän hintajousto-ohjelma luo mahdollisuuden sähkön loppukäyttäjille ansaita rahaa silloin kun sähkön markkinahinta on korkea energiamarkkinalla. Loppukäyttäjien tulonmuodostus kysynnän hintajousto-ohjelman alla tapahtuu kaksivaiheisesti. Loppukäyttäjät osallistuvat energiamarkkinalle sähkön käyttöä laskevina resursseina ja saavat käyttämättä jääneestä sähköstä korvauksena saman hinnan kuin sähkön tuottajat tuotetusta sähköstä. Lisäksi kysynnän hintajousto-ohjelmaan osallistuneet loppukäyttäjät säästävät vuotuisissa sähkölaskuissaan käyttämättä jääneen sähköenergian verran. (EnerNOC 2013)

Kysynnän hintajousto-ohjelman alla PJM tarjoaa loppukäyttäjille kahta eri markkinavaihtoehtoa. Ensimmäinen on päivää ennen toimitusta käytävä markkina, johon osallistuja lähettää tarjouksen joustavan kapasiteetin määrästä sekä hinnan joustavalle kapasiteetille edellisen päivän iltapäivänä, kello 12.00 mennessä. Toinen markkinavaihtoehto, jonka PJM tarjoaa, on reaaliaikainen markkina. Tälle markkinalle osallistuvien on lähetettävä tarjoukset viimeistään 3 tuntia ennen toimitustuntia. (EnerNOC 2013)

Kysynnän hintajousto-ohjelman kannalta on huomionarvoista, että mikäli loppukäyttäjä jättää ilmoittamatta PJM:lle joustavan kuorman määrän ja hinnan, ei loppukäyttäjältä odoteta kysynnän joustoa. Kysynnän hintajousto-ohjelmassa osallistuminen on vapaaehtoista ja loppukäyttäjä itse päättää milloin ja millä määrällä energiamarkkinalle osallistuu. (PJM 2013d)

3.1.2 Luotettavuuspohjainen kysynnänjousto

Osallistuakseen luotettavuuspohjaiseen kysynnänjoustoon PJM:ssä, on sähkön loppukäyttäjällä kaksi vaihtoehtoa. Sähkön loppukäyttäjä voi osallistua joko kapasiteettiresursseina PJM:n kapasiteettimarkkinalle tai toimia lisäkapasiteettina LSE:n (Load Serving Entity) eli PJM:n valtuuttaman sähkönmyyjän alaisuudessa. Huomattavan suuri osa luotettavuuspohjaisesta kysynnänjoustosta tapahtuu kapasiteettimarkkinan kautta, mutta myös LSE:n alaisuudessa toimivia kapasiteettiresursseja löytyy. LSE:n alaisuudessa toimiesseen kapasiteettiresurssi sitoutuu avustamaan LSE:tä saavuttamaan sille asetetun kiinteän resurssivaatimuksen täyttymisen. (PJM 2013e; PJM 2013h)

Luotettavuuspohjaisen kysynnänjousto-ohjelman toimintaperiaatteena on, että ohjelman alle rekisteröityneet kapasiteettiresurssit ovat sitoutuneet pienentämään sähkönkulutustaan PJM:n pyynnöstä. Kapasiteettiresurssin on oltava käytettävissä normaaleina arkipäivinä aikavälillä 12.00–20.00 kesäkuusta toukokuuhun. Mikäli ohjelman alaisuudessa toimiva kapasiteettiresurssi jättää vastaamatta PJM:n pyyntöön, määrää PJM kapasiteettiresurssille rangaistuksen. Näissä tapauksissa PJM pyytää kapasiteettiresurssia suorittamaan pakollisen testin, jolla määritetään, että pystyykö resurssi vähentämään vaaditun määrän kulutustaan. Mikäli kapasiteettiresurssi ei pysty vähentämään vaadittua määrää kulutustaan, määrää PJM resurssille maksettavaksi sakon. (PJM 2013e)

PJM:n luotettavuuspohjaiselle kysynnänjoustolle on hyvin ominaista, että sen alle rekisteröityneitä kapasiteettiresursseja kutsutaan käyttöön harvoin. Viimeisen 13 vuoden aikana PJM on kutsunut kapasiteettiresurssejaan luotettavuuspohjaisen kysynnänjousto-ohjelman alla käyttöön 23 kertaa. Taulukossa 3.2 on esitetty tarkemmin PJM:n viimeisen 13 vuoden aikana lähettämät kysynnänjoustosignaalit toimitusvuosien mukaan. (PJM 2013e)

3.2 PJM:n luotettavuuspohjaisen kysynnänjousto-ohjelman alaisuudessa tapahtuneet kysynnänjoustot sekä joustotapahtumien kestot toimitusvuosien mukaisesti listattuna. (PJM 2013e)

Toimitusvuosi	Määrä [kpl/a]	Kesto [h/a]
2012/2013	2	4
2011/2012	1	7
2010/2011	7	31
2009/2010	1	2
2008/2009	0	0
2007/2008	1	4
2006/2007	2	9
2005/2006	2	7
2004/2005	0	0
2003/2004	0	0
2002/2003	3	16
2001/2002	4	18
2000/2001	0	0
Keskimäärin	2	8

Kuten yllä olevasta taulukosta voidaan havaita, PJM kutsuu luotettavuuspohjaisen kysyntäjousto-ohjelman alle rekisteröityneitä kapasiteettiresurssejaan keskimäärin kaksi kertaa vuodessa. Lisäksi voidaan huomata, että kysynnäjoustotapahtumien kesto vuodessa on keskimäärin 8h eli yhden joustotapahtuman pituudeksi saadaan keskimäärin 4h/a. Mikäli toimitusvuonna ei ole kysynnäjoustotapahtumia PJM suorittaa jokaisen kapasiteettiresurssin kohdalla pakollisen kysynnäjousto testauksen selvittääkseen, että ostettu kapasiteetti on olemassa. (PJM 2013e)

Luotettavuuspohjainen kysynnäjousto eroaa kysynnän hintajoustossa merkittävästi tulonmuodostuksen osalta. Siinä missä kysynnän hintajoustossa tulonmuodostus tapahtuu PJM:n energiamarkkinan kautta, käyttää luotettavuuspohjainen kysynnäjousto PJM:n RPM-mallin mukaista kapasiteettimarkkinaa tulonmuodostukseen. Seuraavaksi esitellään yksinkertaisen esimerkin avulla, miten tulonmuodostus kapasiteettimarkkinan kautta tapahtuu. (Gottstein ja Schwartz 2010)

Oletetaan, että kapasiteettiresurssi on tarjonnut kapasiteettimarkkinan huutokauppaan 20MW kysynnäjoustoresursseja hintaan \$100/MW-päivä. Kapasiteettiresurssi on selvittänyt huutokauppauksen ja saanut 20MW suuruisen sopimuksen kyseiselle toimitusvuodelle. Esimerkissämme esiintyvän kapasiteettiresurssin vuotuinen tulonmuodostus tapahtuisi seuraavanlaisesti:

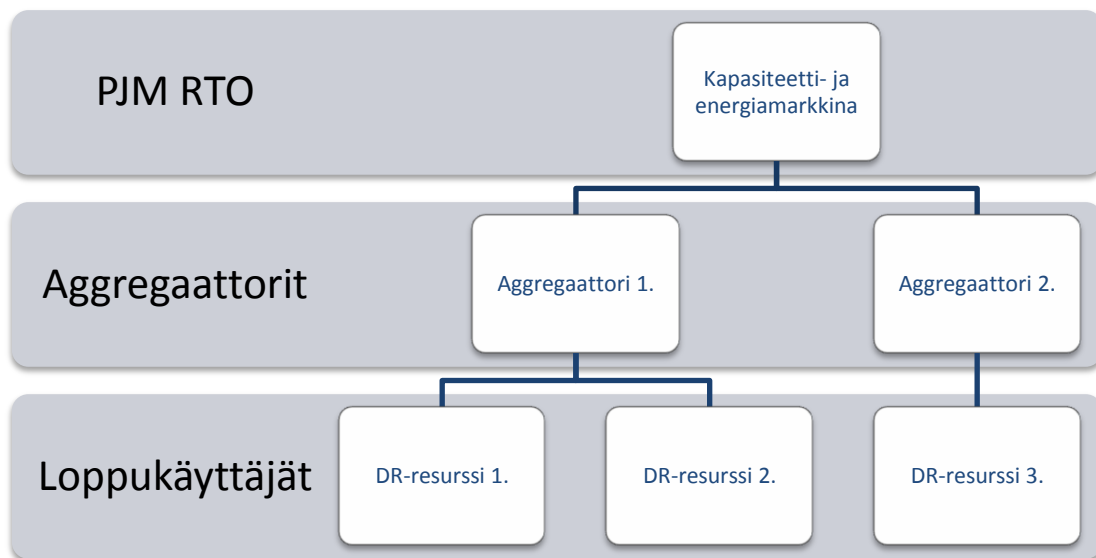
Kuten yllä olevasta laskuesimerkistä voidaan huomata, kapasiteettiresurssi kerää kapasiteettimaksuja koko toimitusvuodelta, kun taas kysynnän hintajoustopäiväkohtaisissa tapauksissa kapasiteettiresurssi saa kapasiteettimaksun vain osallistuessaan joustotapahtumaan. (Gottstein ja Schwartz 2010)

3.2 Aggregaattorin rooli PJM:ssä

PJM on asettanut kysynnäjoustoresursseille 100 kW:n minimivaatimuksen, jotta resurssi voi osallistua joko kysynnän hintajousto- tai luotettavuuspohjaiseen kysynnäjousto-ohjelmaan. Käytännössä kuitenkin 100 kW:n minimikuorma rajaa yksittäiset sähkön loppukäyttäjät, kuten kotitaloudet ja pienyritykset, ohjelmien ulkopuolelle. Ongelman ratkaisemiseksi PJM sallii yksittäisen sähkönloppukäyttäjän osallistumisen kysynnäjousto-

ohjelmiin erillisen aggregaattorin kautta. PJM käyttää aggregaattoreista nimitystä Curtailment Service Provider eli CSP. (PJM 2013f)

Aggregaattorit ovat palveluyrityksiä, jotka ovat PJM:n jäseniä tai erityisjäseniä. Aggregaattoreiden pääasiallinen toiminta on hallinnoida alaisuudessaan olevia DR-resursseja PJM:n energia- ja kapasiteettimarkkinoilla. Aggregaattorit kokoavat resurssinsa keräämällä yhteen sähkönloppukäyttäjia ja muodostavat näistä PJM:n DR-resursseille asettamat minimivaatimukset täyttävän kokonaisuuden. PJM:n minimivaatimukset täyttävän kokonaisuuden kerättyään aggregaattorit ilmoittavat DR-resurssinsa riippuen asiakkaiden toiveista riippuen joko PJM:n energiemarkkinoille tai kapasiteettimarkkinoille. PJM:n, aggregaattoreiden ja sähkön loppukäyttäjien suhdetta havainnollistaa kuva 3.3. Osallistuessaan kysynnänhintajousto-ohjelmaan sähkönkuluttajat määrittelevät itse käyttötuntinsa, toisin kuin luotettavuuspohjaisessa kysynnänjoustossa. Varsinaisesta kulutuksen säätämisestä vastaa aggregaattori. Aggregaattori säätää kulutusta kysynnänhintajousto-ohjelman osalla asiakkaan määrittelemien käyttötuntien ja energiamaarkkinan hintasignaalien perusteella, kun taas luotettavuuspohjaisessa kysyntäjoustossa aggregaattori säätää loppukäyttäjän kulutusta PJM:n lähettämien signaalien mukaan. (PJM 2013g)



Kuva 3.3 Kuvaus PJM:n, aggregaattoreiden sekä sähkönloppukäyttäjien välisistä suhteista kysynnänjoustoresurssien luonnissa PJM:n kapasiteetti- ja energiamaarkkinalle.

Aggregaattoreiden asiakastyypit voidaan jakaa neljään eri ryhmään. Ensimmäinen ryhmä koostuu kotitalouksista, joita voivat olla suuret omakotitaloalueet tai pilvenpiirtäjät. Yleisimpinä toimenpiteinä kulutuksen pienentämiseksi voidaan näissä kohteissa pitää ilmas-

toinnin tai varaavien vesilämmitysjärjestelmien säätelyä. Toiseksi ryhmäksi muodostuvat toimistorakennukset. Näissä kohteissa yleisimpinä kulutuksen säätökohteina voidaan pitää ilmastointijärjestelmiä tai rakennusten sisä- ja ulkovalaistusta. Kolmas ryhmä koostuu teollisuuskohteista. Näissä kohteissa kulutusta voidaan säätää säätämällä tuotantokoneiston käyttöä esimerkiksi vähentämällä tuotannon nopeutta. Neljänneksi ryhmäksi muodostuvat ravintolat ja suuret ostoskeskukset. Näissä kohteissa yleisimpinä kulutuksen säätötapoina voidaan pitää ilmastointijärjestelmien säätöä tai jäähdytyslaitteistojen, kuten pakastimien kulutuksen säätöä. Taulukossa 3.3 on esitetty kaikki neljä ryhmää ja kunkin ryhmän yleisimmät kysynnän säätötavat. (Walawalkar 2010)

Taulukko 3.3 Aggregaattoreiden merkittävimmät asiakastyypit sekä kuvaus, miten näissä ryhmissä kysynnänjousto toteutetaan. (Walawalkar 2010)

Asiakastyypit	Kysynnänjouston muoto
Kotitaloudet	Ilmastoinnin sekä varaavien vesilämmitysjärjestelmien käytön säätäminen.
Toimistorakennukset	Ilmastoinnin sekä rakennuksen valaistuksen käytön säätäminen.
Teollisuuskohteet	Tuotannon ajon säätö.
Ostoskeskukset ja ravintolat	Ilmastointi- ja jäähdytyslaitteiden käytön säätö.

Seuraavaksi tarkastellaan tarkemmin kahden case-esimerkin avulla millaista tekniikkaa kysynnänjouston toteuttaminen vaatii sekä millaisia vaikutuksia kysynnän joustolla on asiakkaan sekä järjestelmän kannalta. Ensimmäinen case-esimerkki liittyy kysynnän hintajousto-ohjelmaan kun taas toisessa tarkastellaan luotettavuuspohjaisen kysynnänjouston toteutusta.

3.2.1 Case-tarkastelu kysynnän hintajoustopista

Stone Bridge High School (HS) haki vuonna 2007 kysynnän hintajousto-ohjelmaan aggregaattorin avulla. Stone Bridge HS:lle suositeltiin aluksi osallistumista sekä sähköntuottajana käyttäen varavoimageneraattoreitaan että kysynnänjoustokuormana. Pian kuitenkin huomattiin, että Stone Bridge HS:n varavoimageneraattorit eivät riittäisi sähköntuotantoon ja kysynnän hintajousto-ohjelmaan päätettiin osallistua pelkästään kysynnänjoustokuormana. (Barancewicz 2010)

Stone Bridge HS:n kanssa työskennellyt aggregaattori oli asettanut koululle ehdoksi, että heidän huipputehonsa tulisi olla vähintään 1 MW. Tämä ehto ei muodostunut koululle ongelmaksi, sillä koulun huipputeho oli säännöllisesti yli 1 MW:n. Seuraavaksi Stone Bridge HS:n tuli selvittää paljonko he pystyisivät laskemaan tehonkulutustaan kysynnänjoustotilanteessa. Koulu suoritti mittauksia tehonkulutuksestaan kahden kuukauden ajan ja saadun mittaustiedon perusteella koulun peruskulutukseksi muodostui 200 kW. Tämä tarkoitti sitä, että koulu pystyisi teoriassa laskemaan kulutustaan 800 kW:n verran. (Barancewicz 2010)

Stone Bridge HS kuitenkin päätti, ettei kaikkea potentiaalia kysynnänjoustoon valjasteta ja asetti kolme ehtoa, joiden perusteella joustavan kuorman määrä määriteltäisiin. Ensimmäinen ehto oli että koulun oli pystyttävä tarjoamaan laadukasta opetusta kysynnänjoustotilanteissa. Toiseksi ehdoksi muodostui, että koulun tuli pysyä turvallisena ja terveellisenä työpaikkana koulun henkilöstölle ja oppilaille kysynnänjoustotilanteissa. Viimeiseksi ehdoksi koulu määritteli, että kysynnänjoustotilanteet eivät saa laskea oppilaiden tai henkilöstön tuottavuutta. Mikäli yksikin edellä mainituista ehdoista jäi toteutumatta, jätti koulu kuormaa pienentävän toimenpiteen implementoimatta. Koulu päätyi lopulta toimenpiteisiin, joiden avulla kuormitusta pystyttiin laskemaan kaikissa tilanteissa 350 kW:n verran. (Barancewicz 2010)

Stone Bridge HS päätyi tekemään edellä mainittujen ehtojen ehdoilla lukuisia muutoksia, miten koulun ilmastointijärjestelmää sekä valaistusta käytetään, jotta aiottu 350 kW:n tavoite saataisiin täytettyä. Tehdyillä toimenpiteillä saavutettiin 26 kuukauden kokeilujakson aikana 290 000 kWh säästöt energian kulutuksessa, sekä koulu sai PJM:n energiamarkkinalta tuottoja \$23 000 verran. Käyttämällä tarkastelujaksolla PJM:n energiamarkkinan keskihintaa, joka oli \$75 ja joustavan kuorman määränä 350 kW:ia saadaan laskettua tarkasteluajanjaksolla tapahtuneiden joustotapahtumien määrä. Näillä oletuksilla saadaan suuntaa-antavaksi arvioksi noin 880 joustotapahtumaa koko tarkastelujaksolle. Tämä on noin 400 joustotapahtumaa vuodessa, oletuksella, että koulu laskee kulutustaan 350 kW:n verran tunniksi kerrallaan. (Barancewicz 2010; Tradingcharts 2013)

3.2.2 Case-tarkastelu luotettavuuspohjaisesta kysynnänjoustosta

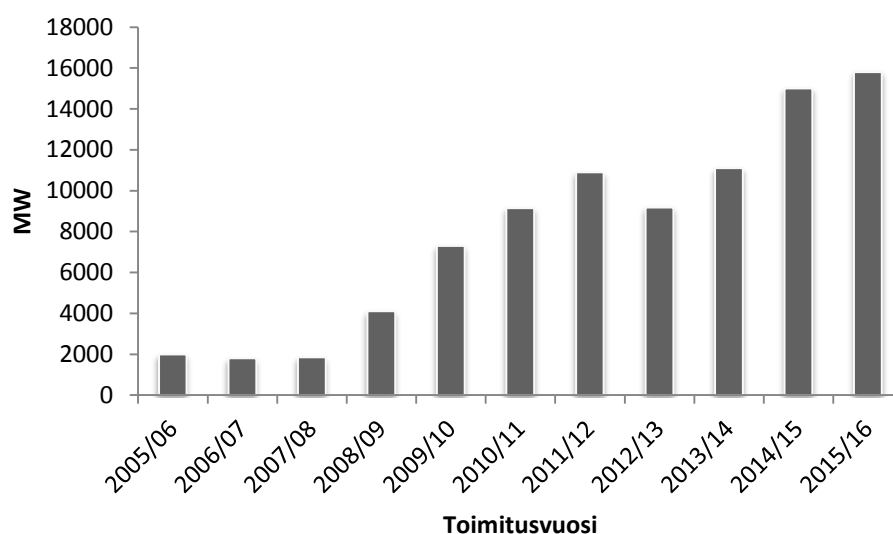
Genesis Healthcare on pitkäaikaishoitoa tarjoava palveluyritys, joka ryhtyi selvittämään mahdollisuuksia osallistua kysynnänjousto-ohjelmiin vuonna 2007. Genesis Healthcare valitsi vuonna 2008 aggregaattorikseen EnerNOC:n. EnerNOC:n tarjoama DemandSMART ohjelma, jonka kautta yritys pystyy osallistumaan PJM:n luotettavuuspohjaiseen kysynnänjoustoon, sopi yrityksen tarpeisiin. (EnerNOC 2013b)

Genesis Healthcaren liiketoimintamallin myötä yritys päätyi valjastamaan sen varavoimageraattorit kulutuksensa laskemiseksi kysynnänjousto tilanteissa. Yritys oli sitä mieltä, että sen asiakkaat kokisivat ilmastonin sekä valaistuksen säätämisen sekavina toimenpiteinä asiakkaiden viihtyvyyden kannalta ja tämän takia päädyttiin tuottamaan sähköä paikallisesti kysynnän tarpeisiin. EnerNOC:n tarjoama DemandSmart ohjaa automaattisesti Genesis Healthcaren varavoimageraattoreita kysynnänjoustotilanteissa, jolloin Genesis Healthcaren ei tarvitse tehdä minkäänlaisia toimia kysynnänjoustotilanteissa. (EnerNOC 2013b)

Yrityksellä on noin 40 kohdetta listattuna PJM:n luotettavuuspohjaisen kysynnänjousto-ohjelman alla ja jokainen kohde pystyy tuottamaan keskimäärin 225kW varavoimaa. Tämä tarkoittaa sitä, että yrityksen on mahdollista laskea kulutustaan noin 4,4MW:n verran kysynnänjoustotilanteissa, joka tuottaa yritykselle vuosittain \$200 000 kapasiteettimaksuja. Yritys kertoo EnerNOC:n case-tarkastelussa päätöksen liittyä luotettavuuspohjaisen kysynnänjousto-ohjelmaan olleen suurimmaksi osaksi taloudellinen päätös. Luotettavuuspohjaisen kysynnänjouston tuottamat tulot nähtiin mahdollisuutena tuottaa lisätuloja yritykselle käyttämällä yrityksen vähäisellä käytöllä olevia resursseja. (EnerNOC 2013b)

4. YHTEENVETO

PJM:ssä on ollut kysynnänjousto-ohjelmia jo vuodesta 1997 asti, mutta kysynnänjoustoresurssien määrä on ollut vähäistä, noin 2 000 - 3 000 MW:n luokkaa. Vuonna 2006 PJM otti käyttöönsä RPM-pohjaisen kapasiteettimarkkinamallin ja salli tätä kautta kysynnänjoustoresurssien osallistumisen kapasiteettihuutokauppaan muiden kapasiteettiresurssien ohella. RPM-pohjaisen kapasiteettimarkkinan esittelyn jälkeen kapasiteettiresurssien määrässä tapahtui merkittävä muutos. Vuoden 2006 jälkeen PJM:n luotettavuuspohjaisten kysynnänjoustoresurssien kasvu on ollut merkittävää ja kasvun voidaan nähdä jatkuvan tulevienkin vuosien aikana, kuten kuvasta 4.1 huomataan. (Walawalkar 2010)



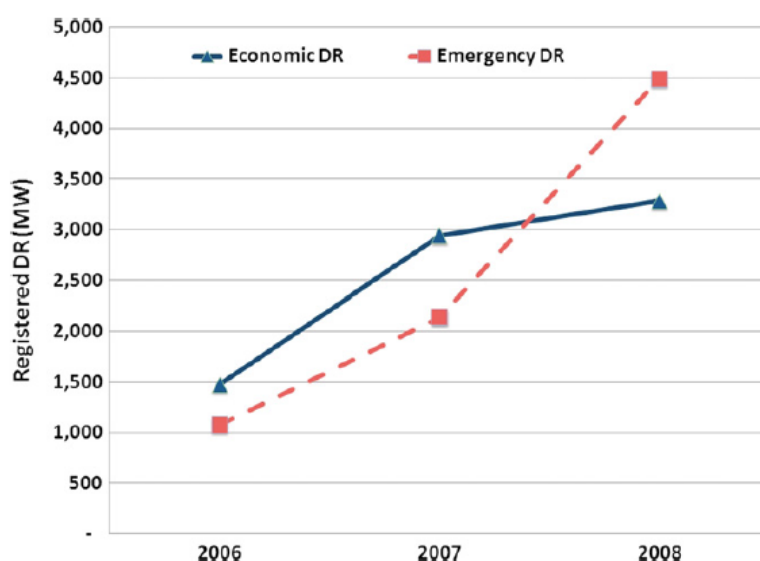
Kuva 4.1. PJM:n luotettavuuspohjaisten kysynnänjoustoresurssien kasvu toimitusvuosien mukaan. Toimitusvuosien 2013-2016 arvot on saatu RPM-pohjaisen kapasiteettimarkkinan huutokauppa-prosessin kautta. (PJM 2013d)

4.1 Kapasiteettimarkkinan vaikutukset PJM:n kysynnänjousto-ohjelmiin

Uuden RPM-pohjaisen kapasiteettimarkkinan käyttöönoton seurauksia voidaan tarkastella kuvista 4.1. ja 4.2. Uuden kapasiteettimarkkinan uudistettu tulonmuodostusperiaate sekä PJM:n aggregaattori-rajapinnan lisääminen DR-resurssien ja PJM:n markkinoiden välille on tuonut selkeitä muutoksia DR-resurssien määriin sekä markkinakytkeytymisiin. (PJM 2013f)

Tarkasteltaessa kuvaa 4.2. voidaan huomata, että RPM-pohjaisen kapasiteettimarkkinan käyttöönotto on vaikuttanut selkeästi kysynnän hintajousto- sekä luotettavuuspohjaisten kysynnänjousto-ohjelmien resurssien rekisteröintien määriin. Tarkasteltaessa vuosia

2006 ja 2007, voidaan huomata, että kysynnän hintajousto-ohjelmien alle rekisteröityvien resurssien määrä kasvoi nopeammin kuin luotettavuuspohjaisten kysynnänjousto-resurssien. Jatkettaessa tarkastelua voidaan havaita, että RPM-pohjaisen kapasiteetti-markkinan käyttöönoton jälkeen vuosina 2007 ja 2008 luotettavuuspohjaisen kysynnänjouston resurssien rekisteröinnit kasvoivat voimakkaammin kuin kysynnän hintajousto-ohjelmien alla tapahtuvat rekisteröinnit. Havaittua ilmiötä selittänee luotettavuuspohjaisten kysynnänjousto-ohjelmien vähäinen tarve DR-resurssien aktivoitumiseen sekä kapasiteetti-markkinan takaamat jatkuvat tuotot luotettavuuspohjaisten kysynnänjousto-ohjelmien resursseille. (Walawalkar 2010)



Kuva 4.2. PJM:n kysynnän hintajousto- sekä luotettavuuspohjaisen kysynnänjousto-ohjelmien kasvukäyrät. (Walawalkar 2010)

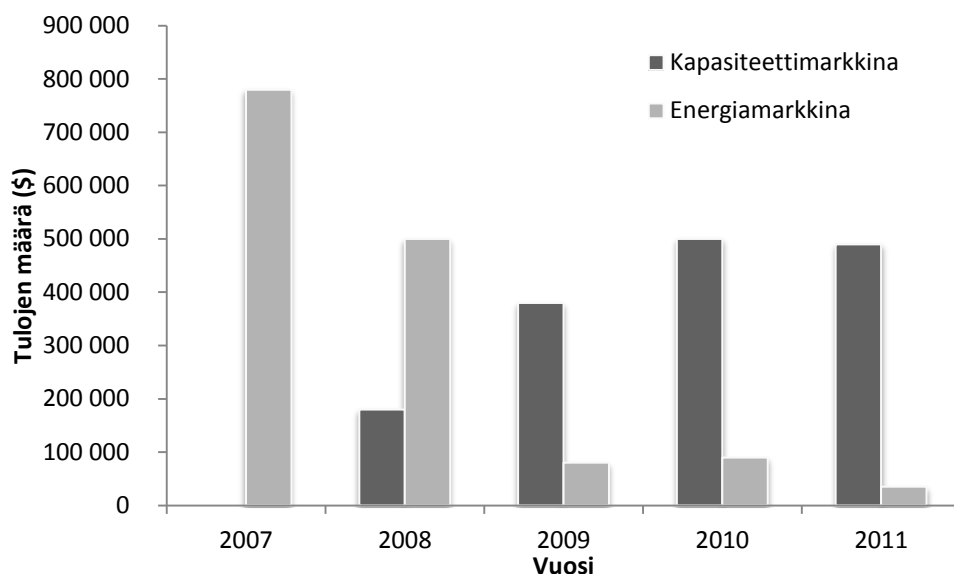
Constantine Gonatas havainnollistaa DR-resurssien aktivoitumista artikkelissaan *"Negawatts" and Capacity Resource Comparability*. Gonatas huomauttaa, että vaikka DR-resurssien investointikustannukset ovat alhaiset, DR-resurssien käyttökustannukset voivat olla varsin suuria. Gonataksen mukaan resurssit eivät itsessään kuluta polttoainetta, mutta kuluttavat sen sijaan omistajan kärsivällisyyttä. Mitä useammin resurssia kutsutaan käyttöön, sitä useammin resurssin omistaja kokee käyttökeskeytyksiä resurssipyyntöön vastatessaan. Tätä erottelua havainnollistaa luotettavuuspohjaisten kysynnänjousto-resurssien kutsunta verrattuna kysynnänhintajoustoresurssien kutsuntaan. PJM kutsuu keskimäärin kaksi kertaa vuodessa luotettavuuspohjaisia DR-resursseja suorittamaan joustotapahtuman, kun taas case-tarkastelu Stone Bridge HS:stä osoittaa, että energiamarkkinan kautta tapahtuvassa kysynnänjoustossa DR-resurssi kutsutaan vuodessa noin 400 kertaa. (Barancewicz 2010; Gonatas 2012)

Toinen luotettavuuspohjaisten kysynnänjousto resurssien huomattavaan lisääntymiseen vaikuttava tekijä saattaa olla kapasiteettimarkkinan kautta tapahtuva anteliaampi tulonmuodostusperiaate, missä kapasiteettiresurssi saa saman kapasiteettimaksun vuoden jokaiselta päivältä, kunhan resurssi on selvittänyt kapasiteettihuutokaupassa asetetun markkinahinnan (Gottstein ja Schwartz). Vastaavasti kysynnän hintajousto-ohjelmissa DR-resurssi saa energiamarkkinan mukaisen tuntihinnan joustotunnilta, joka saattaa vaihdella hyvinkin paljon energiamarkkinan tuntihintojen heilahtelun vuoksi. Taulukossa 4.1. on esitelty Stone Bridge HS ja Genesis Healthcare case-esimerkkien avulla keskimääräinen tulo kultakin markkinalta asennettua kilowattia kohden. (Barancewicz 2010; EnerNoc 2013b)

Taulukko 4.1 Vertailu PJM:n energiamarkkinan ja kapasiteettimarkkinan maksamista tuotoista asennettua kilowattia kohden. (Barancewicz 2010; EnerNoc 2013b)

	Stone Bridge HS energiamarkkina	Genesis Healthcare kapasiteettimarkkina
Joustavan kuorman määrä [kW]	350	4 400
Vuotuiset tuotot [\$]	10 615	200 000
Rahayksikköä joustavaa tehoyksikköä kohden [\$/kW]	30,3	45,5

PJM:n kapasiteettimarkkinan houkuttelevampi tulonmuodostus sekä luotettavuuspohjaisten kysynnänjousto-ohjelmien vähäisempi kutsuntatarve tulojen ansaitsemiseksi voidaan nähdä vahvasti vaikuttavana tekijänä kapasiteettimarkkinapohjaisten kysynnänjousto-ohjelmien suosioon. Kuva 4.3. havainnollistaa jo kuvasta 4.2. huomattua muutosta suosiossa energiamarkkina- ja kapasiteettimarkkinapohjaisten kysynnänjousto-ohjelmien osalta. Kuvasta voidaan huomata, että DR-resursseille tilitetty tulot ovat vaihtuneet kapasiteettimarkkinapohjaisten kysynnänjousto-ohjelmien suosion kasvun myötä kapasiteettimarkkinan kautta tapahtuviksi energiamarkkinan sijaan. (Gonatas 2012)



Kuva 4.3 Energiamarkkinan sekä kapasiteettimarkkinan kautta tuotettujen tulojen määrä ennen ja jälkeen RPM-pohjaisen kapasiteettimarkkinan käyttöönoton PJM:ssä. (Gonatas 2012)

4.2 PJM:n energiamarkkinan ja kapasiteettimarkkinan tulevaisuus

PJM:n uudistama kapasiteettimarkkina on onnistunut kasvattamaan DR-resurssien määrää PJM:n kysynnänjousto-ohjelmissa. On kuitenkin huomattavissa, että kapasiteettimarkkinan tulonmuodostusperiaate on muodostunut DR-resurssien kannalta houkuttelevammaksi vaihtoehdoksi, kuin energiamarkkinan kautta tapahtuva tulonmuodostus. FERC on huomannut tämän eroavaisuuden DR-resurssien kytkeytyemisessä PJM:n eri markkinoihin ja valmistelee esitystä *Federal Energy Regulatory Commission's Order 745*, jossa otetaan kantaa energiamarkkinan kautta tapahtuvaan tulonmuodostukseen. FERC ehdottaa esityksessään, että PJM:n energiamarkkinan kautta tapahtuvan kysynnänjoustoresurssien tulonmuodostusta tuettaisiin rahallisilla kannustimilla ja täten pyrittäisiin parantamaan PJM:n energiamarkkinan houkuttelevuutta kysynnänjoustoresurssien kytkeytyemisessä. (Gonatas 2012; Hogan 2010)

Kannustimien muodosta ja suuruudesta on käynnissä vilkasta keskustelua ja William W. Hogan varoittaaakin julkaisussaan *Demand Response Pricing in Organized Wholesale markets*, että rahalliset kannustinvaihtoehdot tulee suunnitella huolella, jotta energiamarkkina säilyy kilpailukykyisenä kaikkien energiamarkkinalle osallistuvien toimijoiden kohdalla (Hogan 2010). Toisaalta Joseph E. Bowring on ehdottanut jo vuonna 2006 julkaisemassaan artikkelissa *The Evolution of PJM's Capacity Market*, että kapasiteettimarkkinan roolia PJM:ssä tulisi pienentää vahvistamalla energiamarkkinan kautta tulevia hintasignaaleja. Bowringin mukaan parantamalla energiamarkkinan niukkuushinnoittelua kapasiteetti-

resurssien puuttuvien tulojen kattamiseksi, pystyttäisiin vähentämään riippuvuutta kapasiteettimarkkinan tuottamista tuloista ja täten saavuttamaan tehokkaampia signaaleja markkinoiden suorituskyvystä. (Bowring 2006a; Hogan 2010)

PJM:n energiamarkkina ja kapasiteettimarkkina tulevat vielä kokemaan monia muutoksia vuosien varrella ja nähtäväksi jää, miten PJM saa tasoitettua markkinakytkeytymistä energiamarkkinan sekä kapasiteettimarkkinan välillä vaarantamatta markkinoiden kilpailukykyisyyttä.

LÄHTEET

- (Barancewicz 2010) Barancewicz, M. 2010. Successful Reduction of Energy Use through Participation in The PJM Demand Response Program. *Energy Engineering.*, vol 107, no, 6, s. 14–40.
- (Bowring 2006a) Bowring, J. 2006. The Evolution of PJM's Capacity Market. *Electricity Market Reform: An International Perspective.*, Chapter 10.
- (Bowring 2006b) Bowring, J. 2006. The PJM Market. *Electricity Market Reform: An International Perspective.*, Chapter 13.
- (Cailliau 2011) Cailliau M., et al. 2011. RES integration and market design: Are capacity remuneration mechanisms needed to ensure generation adequacy? *Eurelectric*, May 2011, s. 40
- (EnerNOC 2013a) EnerNOC. 2013. *FAQ about PJM's Economic demand response program*. [verkkodokumentti]. [viitattu 21.3.2013]. Saatavissa <http://www.enernoc.com/our-resources/135-resources/brochures/939-faq-pjms-economic-demand-response-program>
- (EnerNOC 2013b) EnerNOC. 2013. *Case-study: Genesis Healthcare strengthens its financial health with EnerNOC DemandSMART*. [verkkodokumentti]. [viitattu 5.4.2013]. Saatavissa <http://www.enernoc.com/our-resources/case-studies/136-resources/case-studies/512-genesis-healthcare-strengthens-its-financial-health-with-enernoc-demandsmart>
- (Fan 2008) Fan, Z., Horger, T., Bastian, J. & Ott, A. 2008. An Overview of PJM Energy Market Design and Development. *Conf, Rec. DRPT, Nanjing, China*. April 6-9, s. 12-17.

- (Gonatas 2012) Gonatas, C. 2012. 'Negawatts' and Capacity Resource Comparability. *The Electricity Journal.*, vol. 25, no. 7, Aug./Sept., s. 1-7.
- (Gottstein ja Schwartz 2010) Gottstein, M. & Schwartz, L. 2010. The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources: Experience and Prospects. Regulatory Assistance Project, May 2010, s. 34.
- (Hogan 1999) Hogan, William W. 1999. Getting the prices right in PJM: Analysis and Summary: April 1998 through March 1999 The First Anniversary of Full Locational Pricing. April 2, 1999, s. 1-21.
- (Hogan 2010) Hogan, William. W. 2010. Demand Response Pricing in Organized Wholesale markets. May 13, 2010, s. 1-11.
- (Lindholm ja Kettunen 2009) Lindholm, T. & Kettunen, J. 2009. *Kansantalous*. Helsinki: Edita Prima Oy.
- (Partanen 2011) Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Karjalainen, R., Annala, S., Makkonen, M. 2011. *Sähkömarkkinat. Sähkömarkkinat kurssin opetusmoniste*.
- (PJM 2013a) PJM. 2013. *Who We Are, an overview of PJM*. [verkkosivu]. [viitattu 7.4.2013]. Saatavissa <http://pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>
- (PJM 2013b) PJM. 2013. *Who We Are, Territory Served*. [verkkosivu]. [viitattu 24.5.2013]. Saatavissa <http://pjm.com/about-pjm/who-we-are/territory-served.aspx>
- (PJM 2013c) PJM. 2013. *Reliability Pricing Model*. [verkkosivu]. [viitattu 7.4.2013]. Saatavissa <http://pjm.com/markets-and-operations/rpm.aspx>

- (PJM 2013d) PJM. 2013. *Retail Electricity Consumer Opportunities for Demand Response in PJM's Wholesale Markets, end use customer fact sheet*. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.4.2013]. Saatavissa <http://pjm.com/~media/markets-ops/dsr/end-use-customer-fact-sheet.ashx>
- (PJM 2013e) PJM. 2013. *Emergency Demand Response (Load Management) Performance Report 2012/2013*. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.4.2013]. Saatavissa <http://www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/emergency-dr-load-management-performance-report-2012-2013.ashx>
- (PJM 2013f) PJM. 2013. 2012 Economic Demand Response Performance Report: Analysis of Economic DR participation in the PJM wholesale energy market after the implementation of Order 745. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.4.2013]. Saatavissa <http://www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/economic-dr-performance-report-analysis-of-activity-after-implementation-of-745.ashx>
- (PJM 2013g) PJM. 2013. PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.4.2013]. Saatavissa <http://pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>
- (PJM 2013h) PJM. 2013. PJM Reliability Assurance Agreement. [verkkodokumentti]. [viitattu 25.5.2013]. Saatavissa <http://www.pjm.com/~media/documents/agreements/raa.ashx>
- (Rahimi ja Ipakchi 2010) Rahimi, F. & Ipakchi, A. 2010. Demand Response as a Market Resource under the Smart Grid Paradigm. *IEEE Trans. Smart Grid.*, vol. 1, no. 1, June, s. 82-88.

- (Tradingcharts 2013) Tradingcharts.com. 2013. PJM Electricity Historical Prices / Charts. [verkkosivu]. [viitattu 25.5.2013]. Saatavissa <http://futures.tradingcharts.com/historical/JM/2008/0/continuous.html>
- (Walawalkar 2010) Walawalkar, R., Fernands, S., Thakur, N. & Chevva, K.R. 2010. Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights form PJM and NYISO. Energy, vol. 35, February 2010, s. 1553-1560.