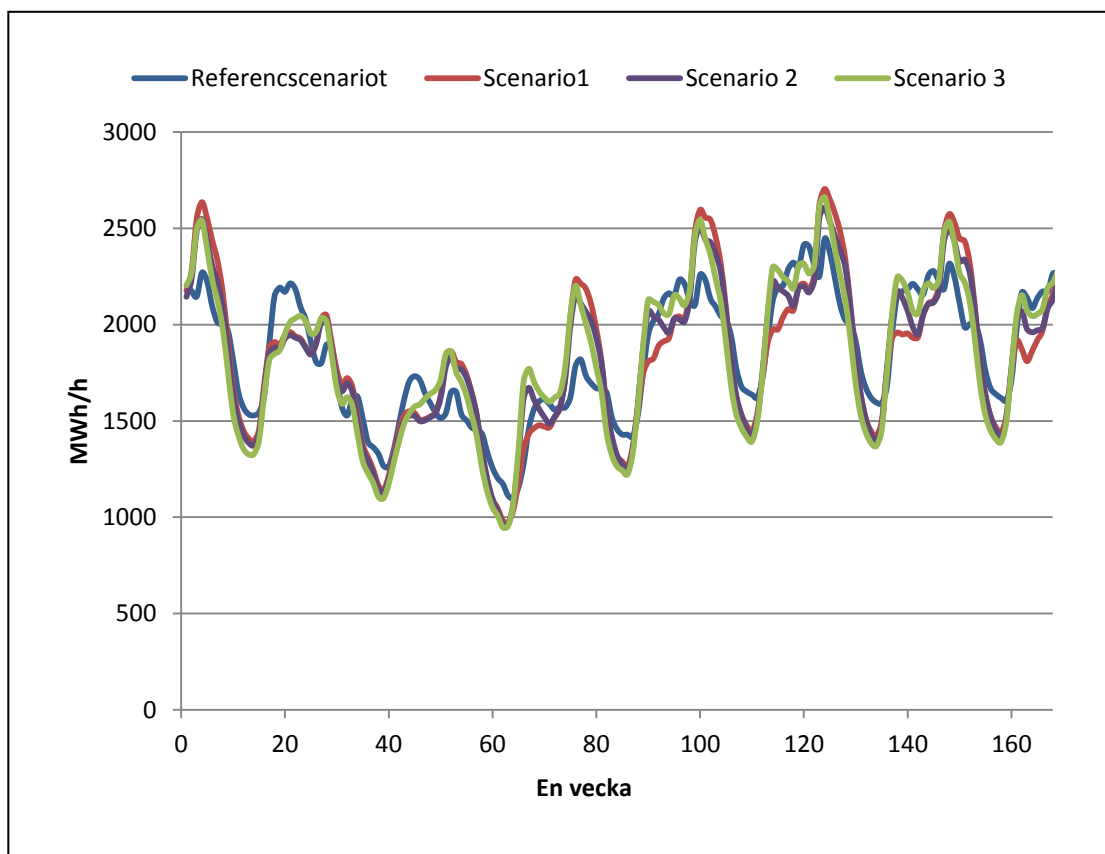




Konsekvenser av elektrifiering av fordon från elsystemets perspektiv

Modellering av plug-inhybriders laddningsmönster och deras påverkan på
kraftproduktionsenheter

Examensarbete inom programmet *Sustainable Energy Systems*

MONA TORJMAN

Report No. T2014-399
Department of Energy and Environment
Division of Physical Resource Theory
CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
Göteborg, Sweden 2014

EXAMENSARBETE

Konsekvenser av elektrifiering av fordon från elsystemets perspektiv

Modellering av plug-inhybridernas laddningsmönster och deras påverkan på
kraftproduktionsenheter

Examensarbete inom programmet *Sustainable Energy Systems*

EXAMENSARBETE INOM programmet *Sustainable Energy Systems*

MONA TORJMAN

Handledare:

Lisa Göransson, Institutionen för Energi och Miljö, Avdelningen för Energiteknik

Sten Karlsson, Institutionen för Energi och Miljö, Avdelningen för Fysisk
resursteori

Examinator:

Sten Karlsson, Institutionen för Energi och Miljö, Avdelningen för Fysisk
resursteori

Institutionen för Energi och Miljö

Avdelningen för Energiteknik &

Avdelningen för Fysisk resursteori

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, Sverige 2014

Konsekvenser av elektrifiering av fordon från elsystemets perspektiv

Modellering av plug-in-hybridernas laddningsmönster och deras påverkan på kraftproduktionsenheter

Examensarbete inom programmet *Sustainable Energy Systems*

EXAMENSARBETE INOM programmet *Sustainable Energy Systems*

MONA TORJMAN

© MONA TORJMAN, 2014

Institutionen för Energi och Miljö

Avdelningen för Energiteknik &

Avdelningen för Fysisk resursteori

Chalmers Tekniska Högskola

SE-412 96 Göteborg

Sweden

Telephone: + 46 (0)31-772 1000

Omslagsbild: En jämförelse mellan lastkurvorna för alla scenarion

Chalmers Reproservice

Göteborg, Sweden 2014

Konsekvenser av elektrifiering av fordon från elsystemets perspektiv

Modellering av plug-inhybriders laddningsmönster och deras påverkan på kraftproduktionsenheter

Examensarbete inom *Sustainable Energy Systems* program

EXAMENSARBETE INOM programmet *Sustainable Energy Systems*

MONA TORJMAN

Institutionen för Energi och Miljö

Avdelningen för Energiteknik &

Avdelningen för Fysisk resursteori

Chalmers Tekniska Högskola

SAMMANFATTNING

Klimatfrågan har ökat intresset för förnyelsebar energi inom både elproduktions- och transportsektorn. Från elproduktionens sida är vindkraft den teknik som växer snabbast. När vindkraft inkluderas i elkraftssystemet medför det att intermittens uppstår på elproduktionssidan. För transportsektorn har det diskuterats mycket kring elektrifiering av personbilen, som skulle kunna bli både ett miljövänligt (om elproduktionen kommer från förnyelsebar energi) alternativ till dagens konventionella bilar och ett sätt att reglera elproduktionen då en stor andel vindkraftsturbiner adderas till elproduktionssystemet. Syftet med detta examensarbete är att undersöka och analysera påverkan på den elektriska lastprofilen på grund av plug-in hybrid elektriska fordon (PHEVs) och effekten av en sådan förändrad last på produktionen i ett elsystem bestående av termiska anläggningar och vindanläggningar. PHEVs kan användas för att ersätta en stor andel av fossilt bränsle, som används av bilar i transportsektorn, med el från nätet. Elbilars laddning påverkar lastprofilen och beroende på elbilarnas antal, laddningskapacitet och laddningsmönster kan lasttoppar och lastvariationer komma att öka. Laddningsmöjligheterna varierar beroende på individens körbeteende och laddningsbehovet. Den typiska ägaren av PHEVs tenderar att använda eldriften för att pendla från bostaden till jobbet, vilket indikerar att de flesta laddningstoppar under dygnet inträffar mellan dessa resor. Eftersom topparna bestäms av bilförarnas resvanor medför detta också att lastvariationerna kommer att påverkas. Om variationen i lasten ökar så kan detta betyda att investeringar i elnätets infrastruktur blir aktuella för att minska risker för förluster och överbelastningar i detta. Ytterligare en nödvändig investering i infrastruktur är laddningsstationer för elbilar om laddningsmöjligheterna ska utökas. Med ett väl utarbetat och genomtänkt system, har den varierande elbilslasten istället potential att bli en flexibel last som kan användas för att minska lastvariationer och lasttoppar¹. Tre scenarier för integration av PHEVs i västra Danmarks elsystem studeras. Scenarierna jämförs och analyseras

¹ När variationen i produktion delvis kan hanteras genom att starta/ stoppa laddning av fordon, kallas denna för flexibel last.

med avseende på den totala elsystemkostnaden och jämförs också med fallet utan integration av PHEVs.

Resultaten visar tydligt att oavsett vilken av de tre infrastrukturerna med PHEVs integration i elsystemet som väljs så medför det en ökning av den totala systemkostnaden. Detta beror på att oavsett om scenario 1, 2 eller 3 genomförs så leder PHEVs integration till en ökad lastvariation. Detta tyder på att PHEVs laddningstider måste kontrolleras aktivt med någon sorts styrning som minskar lastvariationen. Enligt resultat är scenario 2 (med laddningsmöjlighet alla pauser längre än 6 timmar) mer lämpat att implementera baserat på investeringskostnaden, jämfört med infrastruktur 3 (med laddningsmöjlighet alla pauser längre än 2 timmar). Den infrastruktur som antas kosta minst är infrastruktur 1, eftersom den erbjuder laddningsmöjligheter vid pauser på tio timmar och uppåt, vilket innebär att pausen sker vid fordonets bestämda parkeringsplats.

Nyckelord:

PHEV, G2V, lastvariation, variationshantering

Innehållsförteckning

SAMMANFATTNING	I
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	III
FÖRORD	V
1 INTRODUCTION	1
1.1 Tidigare studier	2
1.2 Mål och Syfte	3
1.2.1 Begränsningar	4
1.2.2 Frågeställning	4
2 BAKGRUND	5
2.1 Framtida fordon	5
2.2 El- och hybridteknik	5
2.3 Laddhybrider (PHEV)	6
2.4 Marknadsutveckling	6
2.5 Batteriutveckling	7
2.6 Körmönster	7
2.7 Laddningsstationer	8
3 METOD	11
3.1 Indata	14
3.2 Antagande angående infrastrukturer	16
3.3 Minimering av de totala systemkostnaderna med hjälp av modellering i GAMS	18
3.4 Scenarier	21
3.4.1 Ellast för scenariona 1, 2 och 3	23
3.4.2 Referensscenariot utan PHEV-integration	26
3.4.3 Scenario 1, med PHEV-integration under laddningstidsintervall 10 timmar och uppåt	27
3.4.4 Scenario 2, med PHEV-integration under laddningstidsintervallerna 6 till 10 timmar och 10 timmar och uppåt	28
3.4.5 Scenario 3, med PHEV-integration under laddningstidsintervallerna 2 till 6 timmar, 6 till 10 timmar och 10 timmar och uppåt	29
4 RESULTAT	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
4.1 Import och export	Error! Bookmark not defined.
4.2 Vindproduktion med termiska anläggningar	33
4.3 Resultatanalys av enheternas uppstart	33
4.4 Resultatanalys av varje scenario	36

4.4.1	Referensscenariot	36
4.4.2	Scenario 1	39
4.4.3	Scenario 2	41
4.4.4	Scenario 3	43
4.5	Jämförelse av resultat för alla scenarier	45
5	DISKUSSION	49
5.1	Indata och antaganden	49
5.2	PHEVs integrering med förnybar produktion	49
5.3	PHEVs påverkan på kraftproduktionssystemet	50
5.4	PHEVs och framtiden	50
6	SLUTSATS	53
7	LITTERATURFÖRTECKNING	54
	BILAGA A - INDATA FÖR KÖRMÖNSTER, KRAFTVERK	57
A.1	Enheternas egenskaper	57
A.2	Personbilars körvanor	58
A.3	Referensscenariot, lastprofil utan PHEVs integration	59
A.4	Scenario 1, lastprofil med PHEVs integration under laddningsintervaller på 10 timmar och uppåt	59
A.5	Scenario 2, lastprofil med PHEVs integration under laddningsintervaller på 6 till 10 timmar och 10 timmar och uppåt	60
A.6	Scenario 3, lastprofil med PHEVs integration under laddningsintervaller på 2 till 6 timmar, 6 till 10 timmar och 10 timmar och uppåt	60

Förord

Detta arbete är utfört inom Civilingenjörsprogrammet i Energiteknik vid Chalmers tekniska högskola. Jag vill börja med att tacka mina handledare på Chalmers: Lisa Göransson vid Institutionen för Energi och Miljö, Avdelningen för Energiteknik och Sten Karlsson vid Institutionen för Energi och Miljö, Avdelningen för Fysisk resursteori, som dessutom är examinator för detta examensarbete. Utan deras engagemang hade idén för detta exjobb inte fötts. Lisa och Sten bidrog med ett otroligt fint stöd under arbetsgången, både med svar på många frågor och med kommentarer som förbättrade denna rapport. Ett stort tack vill jag rikta till Joel Goop och Pavan Balram som utanför exjobbet har bidragit med deras erfarenheter och kunskap, och inte minst till mina klasskamrater för uppmuntran och feedback. Slutligen vill jag tacka all personal på avdelningen för Energiteknik för en vänlig och harmonisk arbetsplats att vistats på.

Göteborg, februari 2014

Mona Torjman

1 INTRODUCTION

Fossila bränslen är den dominerande energikällan som idag används både till transportsektorn och inom elproduktionssystemet. En elektrifiering av fordon har föreslagits som ett sätt att minska emissioner, främst CO₂ som orsakas till stor del av transportsektorn. Detta kan även hjälpa elsystemet genom att reglera variationerna i nettolast, i.e. lasten reducerad med elproduktion från vindkraft. En reduktion av variationerna i nettolasten ger lägre uppstartkostnader och lägre rörliga kostnader (genom mer baslastproduktion) för elproduktionssystemet. Fossila bränslen används också som energikälla i de flesta elproduktionssystem. På grund av detta är en minskning av de totala CO₂-utsläppen inte helt självklar vid byte från fordon som drivs av fossila bränslen till elfordon, om inte fler förnybara energikällor i elsystemet införs. Detta resulterar i sin tur i ökade variationer i netto-lastkurvan. Laddning av elfordon, exempelvis plug-in hybrid elektriska fordon (PHEVs), förändrar lastmönstret och har potential att reducera nettolasten på elproduktionssystemet. Flera fordonstillverkare har tillkännagivit att de arbetar med utvecklingen av PHEVs [(1) (2)].

En PHEV är utrustad med både en förbränningsmotor och en elmotor (i kombination med ett batteri) som kan laddas från elnätet. På grund av den alternativa driftkörningen betraktas PHEVs som ett tänkbart alternativ för att ersätta dagens fordon. En väl fungerande infrastruktur för PHEVs är nödvändig, laddning av fordon skall exempelvis kunna ske smidigt och effektivt. För att laddhybrider skall kunna träda in på bilmarknaden på samma villkor som dagens personbilar måste laddningsmöjligheterna vara lika flexibla som för fordon drivna på fossila bränslen. Vissa av kraven som ställs på laddningsinfrastrukturen är att både tillgängligheten och effektiviteten skall vara god, användningen ska vara enkel, person- och driftsäkerheten ska vara hög samt att den ska vara kostnadseffektiv.

Vattenfall menar att elbilens tid är här och att fordonsindustrin som helhet har mobiliserat kraftigt för att ta fram och lansera bilar i närtid och i stora volymer (3). Forskning- och utvecklingsinsatser inom den statliga och privata sektorn inom området förväntas öka inom de närmaste åren. Dessa faktorer är avgörande för marknadsutvecklingen men den beror också på politiska styrmedel, som skatter och subventioner, oljepriset samt kostnader och batteriutveckling.

1.1 Tidigare studier

Många studier har genomförts för att undersöka elbilars integration och deras påverkan på elsystemet [(4) (5) (6) (7) (8)]. De flesta studier berör elbilens integration i systemet där fordonet används för lagring utifrån elsystemets perspektiv. Då kan bilens batteri både laddas från elnätet (G2V) eller urladda till elnätet (V2G) (8), alternativt att elbilen är en del av day-ahead-marknaden där schemaläggning av laddningen sker utifrån elmarknadens pris (9). Det sistnämnda är viktigt att undersöka, men en sådan studie är mer aktuell när det finns en större andel elbilar i samhället.

För att kunna undersöka en elektrifiering av bilar är information om individers körvana av stor vikt. Bara då kan en uppfattning om bilarnas körmönster och eventuella laddningsbehov bildas, inte minst för möjligheten att optimera batteridesignen. Datainsamling är av stor vikt för framtida analyser, vilka möjliggör en välinformerad och effektiv övergång till elektrifierade fordon, till exempel laddhybrider. Denna typ av data, som beskriver ett fordon's rörelse över en längre tid, har inte heller varit tillgänglig tidigare och den kan användas för att bedöma potentialen hos laddhybrider att skifta energianvändningen inom transportsektorn från petroleumbaserade bränslen till elektricitet. På grund av denna brist på information har det genomförts ett projekt där syftet har varit att samla in data från enskilda bilrörelser för privatpersoner i Sverige (9). Indata har samlats in med hjälp av GPS som bilägare (från Västra Götalands län samt Kungsbacka kommun som antas vara representativt för hela Sverige i detta avseende) installerat i sin bil. Baserade på dessa data har en undersökning av PHEVs potential och konkurrenskraft samt designen av batterier utförts (10).

Göransson m fl. har utvärderat hur integrationen av PHEVs påverkar kraftsystemets totala kostnader och koldioxidutsläpp samt produktionsmönstret för de enheter som genererar elektricitet i systemet (7). Hanteringen av belastningsvariationerna i värme- och vindkraftverkens produktion och variationer i efterfrågan undersöks utifrån två olika mekanismer – korrelationsmekanismen och flexibilitetsmekanismen.

Korrelationsmekanismen är ett resultat av en förändring i lastprofilen, som genast uppstår när elbelastningen (som domineras av hushåll, industri, etc., utan PHEVs integration) inte korrelerar perfekt med efterfrågan på el för PHEVs laddning. Flexibilitetsmekanismen beror på en aktiv styrning, det vill säga en inbyggd intelligens för att justera laddning och urladdning av laddhybrider så att det passar varje produktions- och lastsituation (7).

Korrelationsmekanismen kommer att användas i denna rapport för att jämföra förändringen av lastprofilen som uppstår när PHEV-belastningen tas med i det totala elbehovet. Flexibilitetsmekanismen är en aktiv styrning, dvs. en med inbyggd intelligens, där laddning och urladdning av PHEVs batterier kan ske med 1,67–3,33 kWh/h beroende på elsystemets behov. Flexibilitetsmekanismen figurerar i många andra studier [(7) (9)], men förekommer då under annat namn.

Balram m fl. modellerar elbilar som återförsäljare av el som lagras i batteriet, med syftet att minimera de totala produktionskostnaderna (9). Dessutom undersöks hur elbilens laddningskapacitet kan påverka elmarknadspriset. I denna studie modelleras fordonen inte som PHEVs utan som elbilar med en batteriladdning på 3,7 kWh/h.

1.2 Mål och Syfte

PHEVs har potential att minska konsekvenserna av variationer i efterfrågan och vindkraftsproduktion. För att minska variationerna i belastningen på värmekraftenheter bör PHEVs vara anslutna till elnätet då de kan laddas (G2V) och urladdas (V2G) när elsystemet behöver det. Med dagens bilar och deras körmönster så är (G2V) den mest relevanta aspekten att beakta, men detta behöver inte innebära att V2G ska negligeras. Med väl utarbetade och analyserade system kan incitament för elbilsanvändare skapas och den varierande elbilslasten får istället potentialen att bli en flexibel last som kan användas för att minska lastvariationer och lasttoppar. Göransson m fl analyserar korrelationsmekanismen som är ett resultat av förändringar i lastprofilen (det vill säga före och efter integrationen av PHEVs) (7). Korrelationen kommer också analyseras i denna rapport med skillnaden att körmönster och andra indata fås från statistik baserad på verkliga bilar. Nya laddningsmodeller för elbilar kan uppskatta laddningsmönster utifrån körvanor och undersöka hur dessa mönster påverkar lastprofilen i ett elnät.

Syftet med denna studie är att undersöka påverkan på den elektriska lastprofilen från elbilsladdning (PHEVs) och effekten av en sådan förändrad last på produktionen i ett elsystem bestående av termiska anläggningar och vindanläggningar. Tre olika infrastrukturer för laddning av PHEVs kommer att analyseras. Ett antal scenarion kommer att studeras för att hitta den lägsta systemkostnaden för att möta efterfrågan på elektricitet för PHEVs integration i systemet. Som nämnts ovan under kapitlet litteraturstudie, så har studier med många varierande metoder genomförts för att analysera PHEVs integration, både från elsystemets perspektiv och utifrån miljöaspekter. En svårighet i att studera PHEVs integration är att det inte finns någon erfarenhet kring hur storskaliga laddningsmönster kommer att se ut i framtiden. Många faktorer påverkar den övergripande utvecklingen av PHEVs: infrastruktur både för elnät och laddningsstationer, elpris, bränslepris och inte minst miljömedvetenheten som kan vara direkt avgörande.

I framtiden kan bilparken komma att bestå av en stor andel elbilar, och på grund av detta kommer elsystemet att uppleva en ökad mängd varierande elkonsumtion beroende på elbilarnas laddningsmönster. Elbilars laddning påverkar lastprofilen, och beroende på mängden elbilar i systemet kan lasttoppar och lastvariationer komma att öka. Studien kommer att undersöka om PHEVs laddningsstruktur och batterikapacitet kan vara en möjlighet att erbjuda flexibilitet till elproduktionssystemet. Litteratur och storlekskategorisering av befintliga elbilsladdningsmodeller, med optimering av laddningsalternativ, kommer att studeras.

Målet med detta arbete är att visa hur integreringen av laddhybridbilar i kraftsystemet påverkar elproduktionsenheterna i detta system med avseende på kostnad, både för elproduktion och för variationshantering. I denna studie förutsätts att den totala lasten är konstant, det vill säga att PHEVs tillsammans med övriga ellaster inte får överstiga det totala behovet. Anledningen till detta tillvägagångssätt är att fokus ska ligga på samspelet mellan PHEVs och effektsystemet, samt att investeringar i systemet ska undvikas. Indata för PHEVs i modellen är från Sverige, Västra Götalands län, men det antas att detta motsvarar de danska körmönstren. Eftersom rapportens syfte är att undersöka PHEVs integration i ett system med hög vindkraftspenetration används data för Danmarks kraftproduktion.

1.2.1 Begränsningar

Modellerna beaktar i huvudsak okontrollerad laddning som baseras på individuella körmönster. För att nå studiemålet skall vissa aspekter begränsas till vad som specificeras i frågeställningen. Denna studie fokuserar endast på elsystemets kraftproduktion när PHEVs är en del av det totala elbehovet, lagringsalternativ kommer därför inte att analyseras, vare sig det gäller elektricitet från elsystemet till PHEVs eller från PHEVs till elsystemet. Det antas även i denna studie att infrastrukturen för laddning redan är uppförd för de tre olika scenarierna som analyseras. Det bör noteras att medan elfordon kan hjälpa med eventuell reservkapacitet så kommer denna rapport att behandla timbalansering.

1.2.2 Frågeställning

- Hur påverkas den elektriska lastprofilen när PHEVs laddningstrukturer integreras i elsystemet?
- Hur påverkar ellasten, med PHEVs integration i elsystemet, uppstartkostnader, dellastkostnader, driftkostnader och totalkostnader?
- Då PHEVs integreras i elsystemet, vilken infrastruktur är det som kostar kraftproduktion minst från elsystemets perspektiv?

2 BAKGRUND

Detta kapitel tar upp en kort introduktion och aspekter som är relevanta för elbilar i allmänhet, och specifikt för PHEV. Dessutom beskrivs elproduktionen från vindkraftverk; dess potential, framtida förväntningar, och annan information som anses relevant för denna rapport.

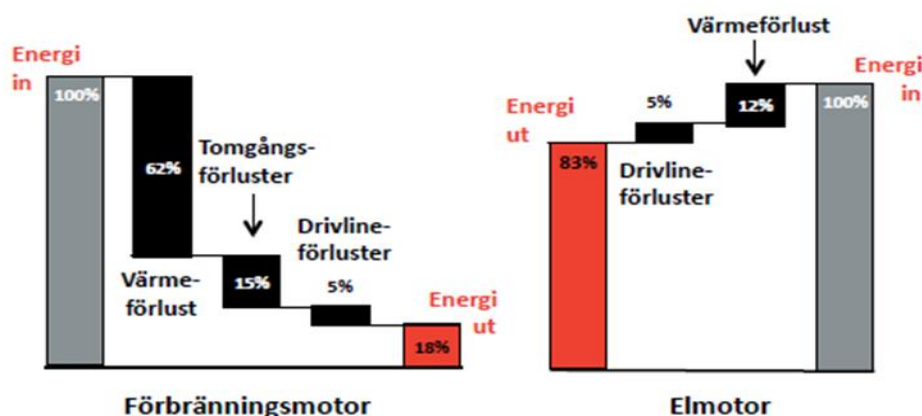
2.1 Framtida fordon

Dagens fordon förknippas med fossilt bränsle som i sin tur förknippas med klimatpåverkan. I (11) görs en uppskattning att bensinpriset kommer att hamna på en nivå omkring 27-28 kr/liter år 2030. Med den aktuella prisutvecklingen samt försörjningstryggheten (security of supply) av bränslet kommer det eventuellt att leda till en storskalig elektrifiering av bilparken.

2.2 El- och hybridteknik

Hybridtekniken är sedan mer än tio år välprövad och börjar nu nå marknaden i varianter där den kan laddas från elnätet, så kallade PHEVs, Plug-in Hybrid Electric Vehicles. Att ett fordon är en PHEV innebär att bilen både har en förbrännings- och en elmotor (1). Elmotorns batterier laddas bland annat av förbränningsmotorn och hjälper systemet att driva bilen vid acceleration och lägre hastigheter. Vid inbromsningar kan bromsenergi lagras som elektricitet. Helt eldrivna bilar saknar förbränningsmotor och har därmed också förutsättningar att bli billigare. Hybridbilen förses däremot med dubbla drivaggregat vilket bidrar till en ökad kostnad.

Elmotorn har många fördelar i jämförelse med förbränningsmotorn. Dess verkningsgrad är mellan 80 och 90 procent, figur 1 visar energifördelningen för dessa två motorer. Bensinmotorns verkningsgrad är cirka 30 procent, där större delen av energin omvandlas till värme. Elfordon förbrukar därför jämförelsevis mindre energi än en förbränningsmotorbil, mellan en och två kilowattimmar (kWh) per mil. En körsträcka på 1 500 mil per år motsvarar således en förbrukning på 1 500 till 3 000 kWh (12). Elmotorn har en låg, nästan obefintlig, ljudnivå och egenskaper där elbilen är överlägsen förbränningsmotorn inkluderar robusthet, lång livslängd och ett lägre servicebehov.



Figur 1: Energifördelningen för en förbränningsmotor och en elmotor (12).

2.3 Laddhybrider (PHEV)

Andelen elektriska fordon förväntas öka under kommande årtionden. PHEVs kan erbjuda viss flexibilitet, både i form av flexibel efterfrågan och i form av ellagring (13). Med stor sannolikhet kommer batterikapaciteten att påverka konfigurationen och driften av systemet. För att kunna fastställa den energi som används för enskilda resor, och därmed behovet av batteriets kapacitet, behövs uppgifter om reslängder och dessa resors egenskaper, såsom hastighet och körmönster. Kunskap om tidpunkt och varaktighet, både för resor och parkering mellan resor, är också viktig för att förstå möjligheterna för laddning och potentiell påverkan på elnätet. Vissa krav som ställs på laddningsinfrastrukturen är att den ska vara enkel att använda, vara lättillgänglig och effektiv, samt att den ska vara driftsäker och kostnadseffektiv (1).

PHEVs har möjlighet att ersätta en stor andel av bränslet som används i konventionella bilar med el från elnätet (10). För att laddhybrider skall vara ett självklart alternativ på bilmarknaden måste de, ur kundens perspektiv vara ekonomiskt konkurrenskraftiga i jämförelse med andra bilalternativ. Data om resvanor ger viktig bakgrundsinformation för utformningen av den nationella och regionala trafikpolitiken, utveckling av infrastruktur och trafikutbud, trafiksäkerhetsarbetet och forskning och utveckling kring människors resande och kommunikationsmönster (14). När det gäller användandet av personbilar kördes i genomsnitt 1336 mil per bil i Sverige under år 2008. Mellan åren 2008-2009 fanns det knappt 4,3 miljoner personbilar i trafik i Sverige (15). För den individuella bilägaren kan laddningsmönstren avvika från mängden, de påverkas av bilägarens resvanor och laddningsmöjligheter. Laddningsmönstret är i princip veckovis återkommande, skillnaden mellan veckodagar är endast marginell. Oavsett vilket laddningsmönster som inträffar, medför detta att lastvariationerna kommer att påverkas. Om variationen i lasten ökar så kan detta betyda att nya investeringar i elnätets infrastruktur blir nödvändiga för att minska risken för förluster, överbelastningar och skador av komponenter i elnätet (5).

2.4 Marknadsutveckling

Inom de närmaste åren hoppas industrin på att produktionskostnaderna för batterier har minskat och de tekniska specifikationerna för PHEVs förbättrats. Fram till dess kommer rena elbilar att vara förknippade med ett antal nackdelar, såsom deras räckvidd och batterikostnad, jämfört med konventionella bilar. En övergång till PHEVs kommer att underlättas på grund av tillgången till förbränningsmotor. Marknadsutvecklingen kommer dels öka i takt med utvecklingen av infrastrukturen, laddningstillgängligheten och hur kunderna värderar de olika egenskaperna samt att prisskillnaderna mellan dagens alternativ och PHEVs suddas ut.

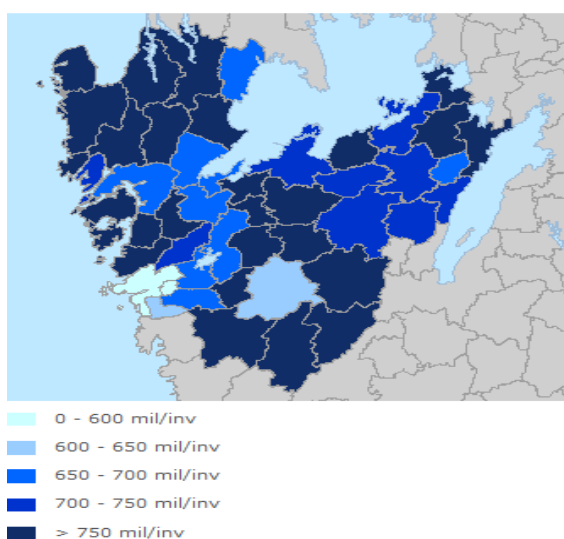
Både elbilens (EV) och PHEVs största fördel är deras låga utsläpp och driftskostnad. Nackdelarna är ett högre pris och begränsade laddningsmöjligheter som kan påverka räckvidden på el vid längre resor. Just räckvidden kan vara en avskräckande faktor för många, men faktum är att de vardagliga bilresorna är korta och de flesta kör sällan mer än fem mil om dagen (16). Det är dock den ekonomiska faktorn som är det grundläggande kriteriet för de flesta bilköpare.

2.5 Batteriutveckling

Det framtida värdet av kapacitet för batterier är fortfarande mycket osäkert, och analyser av konsekvenserna av framtida ändringar saknas (13). Många rapporter nämner att batteriutvecklingen och batteripriser är avgörande faktorer för PHEVs framtida utveckling. Enligt (13) förväntas PHEVs batterikapacitet stödja en körsträcka mellan 20 och 100 km, och batterikapaciteten bör därför vara inom intervallet 3 kWh till 15 kWh. Beroende på batteriets storlek kan det hävdas att vikten ökar med ökande kapacitet. Tidigare studier har visat att batteriets design och dess ekonomiska livskraft i PHEVs är starkt beroende av den individuella bilens körmönster och laddningsmöjligheter [(1) (10)]. Information om distributionen av fordonets rörelser över längre perioder, skattning av kundernas eventuella laddningsvanor och bedömning av potentialen för PHEVs att flytta energianvändning i transportsektorn från fossila bränslen till el är av stor betydelse för optimal batteridesign (16). En viktig faktor för dimensionering av batterikapaciteten är batteripriset, men detta är i sin tur beroende av batteriutvecklingen. Den stora kostnaden är det dominerande problemet för att utöka energikapaciteten i Li-ion-batterier, vilket medför att PHEVs tillgänglighet på marknaden är beroende av batteriutveckling (10). De batterityper som finns på marknaden idag har kortare livslängd vid snabbladdning och vid en sådan ställs också höga krav på elanslutningen (1).

2.6 Körmönster

Det är av stor betydelse med information över bilens körmönster för att kunna optimera batteriets design och avstånd mellan laddningsstationer. Viktiga faktorer att uppmärksamma när det gäller elbilens laddning är laddningstillfällen, laddningsbehov och laddningsplatser. Laddning antas ske när bilen är parkerad i två timmar eller mer, då det antas att bilen befinner sig vid en större parkering med tillgång till en laddningsstation. Det föreställs även att laddning vid bostaden är tillgänglig. Det kan vara möjligt att dagens körmönster inte kommer att se likadana ut i framtiden, men på grund av batteriers begränsade kapacitet kan slutsatsen att körsträckan inte kommer öka att dras. Det kan även vara så att körsträckorna minskar på grund av den ökande



miljömedvetenheten och de striktare miljömålen som samhället strävar efter (17). Enligt (17) har den genomsnittliga körsträckan per person i Västra Götalands län minskat för tredje året i rad. 2011 hade Göteborgs kommun den kortaste körsträckan per person, 484 mil, i jämförelse med resten av Västra Götalands län vilket visas i figur 2. Ett ytterligare relevant antagande är att PHEVs inte kommer att bidra till en förändring av dagens körmönster på grund av att bilägaren har valmöjligheten att köra på både el och petroleumbaserade bränslen.

Figur 2: Genomsnittlig körsträcka med bil per invånare år 2011 i Västra Götalands län, källa [12].

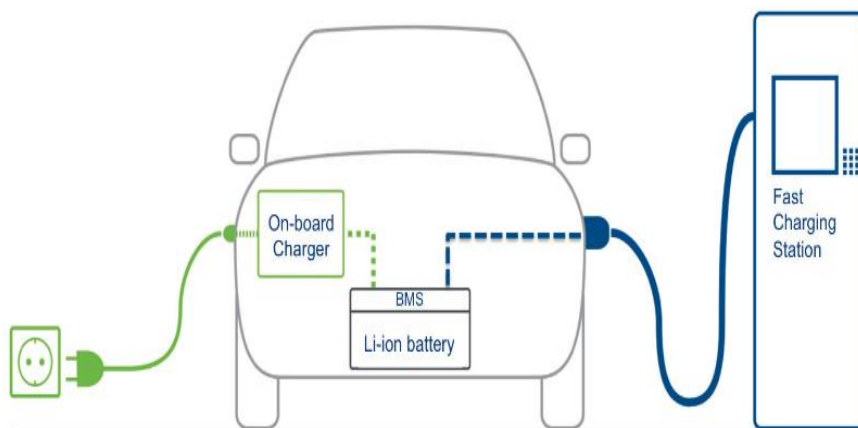
2.7 Laddningsstationer

Det finns redan idag ett stort urval av platser där laddningsstationer kan placeras, både för långsamma och snabba laddare som relativt lätt kan placeras vid eller nära kommersiella områden såsom köpcentrum, stora parkeringsplatser, biografer och konserthallar. En viktig aspekt för att uppmuntra elbilar i dagens samhälle är att göra det enklare att möjliggöra snabbladdningsalternativ.

Det behövs en standardisering av elbilsaddning (till exempel vad gäller fysisk förbindelse av bilen mot elnät, spänning, ström och så vidare) (1). Lindblad antar att bilägarna kommer att välja alternativet långsam laddning under natten då bilen står parkerad vid bostaden (18). Under dagtid kommer de att välja snabbladdning längs resvägen. Långsamma laddningsstationer kommer även att användas där bilar parkeras vid långa besökstider (där man betalar för längre parkering).

Dagens teknik erbjuder två metoder för att ladda ett elektriskt fordon:

- Växelström, med hjälp av en on-board laddare, kallas även långsam laddning. Relativt billig och liten och lätt att passa in i systemet. Det tar cirka 8 timmar att ladda bilen (beroende på batteriets kapacitet) och laddaren kan anslutas till valfritt standardeluttag.
- Likström, med hjälp av en off-board-laddare, kallas även snabbladdning. Relativt dyr, större än en on-board-laddare (se figur 3) bygglov krävs och tekniken är dyr för en ensam privatperson att installera. Det tar 15-20 minuter att ladda batteriet fullt.



Figur 3: Schematiskt skillnaden mellan en långsam (AC) och snabb (DC) laddningsmetod (19)

ABB beskriver olika alternativ av laddningsstationer, där laddningstid varierar beroende på valet av laddningsanläggning (19). En till två bilar kan laddas samtidigt med snabbladdning, med långsam laddning kan detta antal däremot ökas. Tabell 1 beskriver för- och nackdelar med långsam laddning och snabbladdning.

Tabell 1: Skillnad och för – och nackdelar med långsam och snabb laddning källa[(1) (18) (19)]

Laddning	Långsam	Kommersiell eller snabb
Varaktighet	Typiskt 8 timmar	Typiskt 20 minuter
När laddning sker	Långa pauser: ➤ Nattetid ➤ Parkering i 8 timmar och uppåt, på jobbet eller i skolan ➤ Nödladdning, när inget annat är tillgängligt	Korta pauser: ➤ Alla tider ➤ Klientbesök för arbete, shopping, konsert, osv ➤ Nödladdning, när inget annat är tillgängligt
Standardanslutning	AC: ➤ Grundläggande hushållskontakt upp till 16A vid 203V enfas eller 400V trefas	DC: ➤ 600V 125A
Laddare	Liten: ➤ Placeras ombord i bilen ➤ Billig	Stor: ➤ Placeras vid bilen ➤ Dyr, men kan delas med andra
Pris på laddningsstationer	Låg: ➤ Typiskt för ett hushåll	Hög: ➤ Typiskt Kommersiell installation

3 METOD

I denna studie används en befintlig modell av det västdanska elproduktionssystemet. Modellen är implementerad i GAMS (20) och är beskriven i (7). Befintliga data i modellen, motsvarande Danmark 2005, utformar basfallet i denna studie. Modellen är kostnadsminimerade och elproduktionen i varje stor elproduktionsanläggning beskrivs separat. I detta arbete undersöks alltså integrering av PHEVs i ett vind-termiskt kraftsystem med en kraftverkskonfiguration baserad på västra Danmark. Västra Danmark väljs på grund av dess höga vindkraftspenetrationsnivåer och att all indata som behövs från elproduktionsperspektivet för denna studie har varit tillgängligt, vilket ger också mer utrymme att fokusera på korelationsmekanismen som uppstår på grund av integrationen av PHEVs.

Syftet är att undersöka hur produktionsenheter i västra Danmark används för att möta lasten vid en integration av PHEVs, till lägsta kostnad, detta redovisas både för de enskilda scenarierna och under kapitel 4.2, jämförelse. I denna studie förutsätts att den totala lasten är konstant oberoende av mängden belastning från PHEVs, det vill säga att PHEVs plus övriga ellaster inte får överstiga den totala systemkapaciteten. Anledningen till att detta tillvägagångssätt anammats är att samspelet mellan PHEVs och elproduktionssystemet ska analyseras, och att investeringar i systemet till följd av en ökad last skulle ha stora effekter på resultaten och försvåra analysen. Eftersom syftet med denna studie är att undersöka påverkan på den elektriska lastprofilen från elbilsladdning (PHEVs) och effekten av en sådan förändrad last på produktionen, fokuseras det på att undersöka om PHEVs har potential att minska konsekvenserna av variationer i efterfrågan av elektricitet och vindkraftsproduktion. Studien kommer att vara inriktad på att analysera PHEVs olika integrationsscenarier och inte olika investeringar i elsystemet. Indata för PHEVs i modellen är från Västra Götalands län, Sverige, men det antas att detta motsvarar de danska körmönstren. Eftersom rapportens syfte är att undersöka PHEVs integration i ett system med hög vindkraftspenetration används data för Danmarks kraftproduktion.

Nya laddningsmodeller för elbilar kan uppskatta laddningsmönster utifrån körvanor och undersöka hur dessa mönster påverkar lastprofilen i ett elnät. Modellerna beaktar okontrollerad laddning som baseras på individuella körmönster. Informationen om fördelningen av fordonens rörelser är av stor vikt för att bland annat kunna simulera och analysera PHEVs integration i systemet. I denna rapport görs antagandet att laddningsmönstren är veckovis återkommande.

All indata som används i denna rapport och som berör analysen för den individuella privatpersonens körmönster är tagna från det tidigare nämnda bilrörelsedataprojektet (16). Resterande indata i denna rapport, som berör analysen av kraftverk och dess produktion, är tagna från ett tidigare projekt som nämns i avsnittet som berör litteraturstudien (7). Scenarion både utan och med PHEVs integration under olika tidsintervaller för laddning kan hittas i bilaga A, där även data för körmönster återfinns. Figurerna 5, 7 och 8 visar sannolikheten för en genomsnittlig bil som laddas med en effekt på 2 kW under ett dygn, för alla dagar i veckan, då bilen kan tänkas stå parkerad mellan 2-6 timmar, 6-10 timmar och tio timmar och uppåt.

Beräkningen av bilens laddningspotential vid tiden (t) utförs enligt:

$$E_b(t) = 2KW * L_b(t) \quad ekv(1)$$

$E_b(t)$ – PHEV laddningskapacitet

$L_b(t)$ – laddningspotential för PHEVs vid tiden (t)

Beräkningen av PHEVs totala ellast blir:

$$E_{b,tot} = \sum_t 2 kW * L_b(t) * N \quad ekv(2)$$

$E_{b,tot}$ – PHEVs totala energi mängd [MWh/h]

N – Antal bilar

I denna studie förutsätts att den totala lasten är konstant, d.v.s. att PHEVs och övriga ellaster inte får överstiga den totala systemkapaciteten. Små kraftvärmeverk antas producera på en konstant nivå, denna energimängd subtraheras därför från ellastproduktion.

Ekvationen för den totala systemkapaciteten:

$$E_{tot} = (1 - \partial) * \sum_t E_{Allt_annat,t} + E_{b,tot} \quad ekv(3)$$

E_{tot} – totala lastbehovet med eller utan PHEVs integration

∂ – konsumtionsfaktor

$E_{Allt_annat,t}$ – Elbehovet för allt annat vid tiden (t),
allt annat är tex hushåll, industri mm.

Eftersom $E_{tot,t} = \sum_t E_{Allt_annat,t}$ skrivs ekvation nummer 3 om till:

$$E_{b,tot} = \partial * E_{tot,t} \quad ekv(4)$$

ekv(2) och ekv(3) i ekv(4) =>

$$\partial = \frac{\sum_t 2KW * L_b(t) * N}{\sum_t E_{Allt_annat,t}} = \frac{E_{b,tot}}{\sum_t E_{Allt_annat,t}} \quad ekv(5)$$

De beräkningar som nämns ovan utförs i Excel. Tabeller som visar beräkningar av konsumtionsfaktorn samt den totala energimängd som behövs för dessa tre scenarier utförs i Excel och redovisas i 3.4 scenarier. Med ekvation 3 beräknas hur stor andel av den totala konsumtionen som bilarna utnyttjar för laddning, i de tre scenarierna och de tre olika laddningsinfrastrukturerna.

Danmarks totala personbilsflotta uppgår till 2 237 125 fordon (21). Figur 4 visar en karta över Danmark, där antalet bilar för västra Danmark uppgår till 1 285 058 (21), det vill säga antal bilar som kan laddas. Antal bilar hålls konstant i beräkningarna och detta antal sätts in i ekvationerna 2 och 5 för beräkning av bilarnas totala energibehov och hur stor andel av den totala elkonsumtionen detta motsvarar.



Figur 4: Danmarks karta, där västra Danmark består av Nordjylland, Midtjylland och Syddanmark, Källa (24)

3.1 Indata

Indata för individuella personsbilars körvanor är givna från bilrörelsedataprojektet (16). För en detaljerad beskrivning av den omfattande datamängd för de svenska personbilarnas körmönster hänvisas till projektrapporten (16). Syfte med projektet har varit att samla in en stor mängd data om individuella körmönster för privatägda bilar i Sverige. Mätningen har utförts med hjälp av GPS-utrustning och totalt har 700 bilar av årsmodell 2002 och yngre haft denna mätutrustning installerad i cirka två månader vardera. Deltagare i mätningen har dragits slumpmässigt från det svenska motorfordonsregistret och är lokaliserade i Västra Götalands län. Fordon, som enligt fordonsregistret används i kommersiell trafik, så som taxibilar, är inte inkluderade i mätningen. Eldrivna bilar, av vilka det endast finns ett fåtal, har inte heller inkluderats i studien på grund av att deras räckvidd är begränsad vilket in sin tur begränsar rörelsemönstret.

Mätdata som har samlats in filtreras: resor med en sträcka längre än 2 km passerar denna filtrering och alla andra resor utelämnas. Möjligheterna för laddning är beroende av stoppen mellan resorna. Det kan noteras att i genomsnitt är bilarna i flottan parkerade mer än 90 % av tiden under dygnet. Den mest sannolika tiden för körning under dagen är runt 08:00 och 17:00. Flottans pauser som uppstår mellan körningar ger en potential för laddning och dessa pauser indikerar hur ett framtida laddningsmönster kan komma att se ut.

Ett stort antal bilar används inte varje dag. En av dem personer som har deltagit i mätningen av körmönster förklarade att dennes familj består av två vuxna och ett barn, äger två bilar och den ena bilen körs mer än den andra. Den bil som körs mer kan dock stå parkerad vid hemmet under en längre period eftersom mannen som kör bilen samåker med sina kollegor till jobbet. Familjen bor i Mölndals kommun och frun jobbar i Göteborgs centrum, mellan vilka platser kommunala trafikförbindelser är väl utvecklade, så som spårvagnar och bussar samt cykelvägar. Maken jobbar cirka 57,7 km från Mölndals kommun och det tar ungefär 40 minuter att köra denna sträcka. På arbetet är bilen oftast parkerad i upp till 8 timmar. Den andra bilen är parkerad hemma under veckodagar och används endast vid tillfällen när båda föräldrarna skall iväg på var sitt håll, för olika ärenden, vilket inträffar mest på helgerna.

En bils körning startar från punkt A och slutar vid punkt B, och tiden som bilen står stilla i punkt B är en paus som kan vara ett potentiellt laddningstillfälle. Alla filtrerade indata ordnas på samma sätt och sorteras efter olika pausintervaller. Därefter sällas de olika laddningsscenarierna med olika antagande om tillgänglig infrastruktur.

Det första scenariot representerar ett fall där infrastrukturen bara tillåter laddning för paus i tio timmar eller mer, det vill säga att när bilarna som deltar i undersökningen av körmönster har haft pauser under motsvarande tider så inkluderas de i laddningsdatan.

Scenario 2 utförs på samma sätt som scenario 1, med undantaget att det antas att infrastrukturen tillåter laddning under två intervaller; antingen under sex timmar eller under tio timmar och mer.

Scenario 3 representerar ett fall där infrastrukturen tillåter laddning i två timmar, sex timmar, eller tio timmar och mer. Det vill säga att bilen kan laddas när den har en körpaus. En mer utförlig beskrivning av dessa infrastrukturer ges i kapitel 3.2.3 nedan.

Det kan hävdas att dagens körmonster inte är representativt för morgondagens, eftersom dagens fordon i stor utsträckning utnyttjar fossila bränslen. Enligt (22) spås en förändring av bränslen i framtiden, samt ett minskat utnyttjande av bilar. När det gäller PHEVs så kan det antas att körmonster kommer att vara desamma i framtiden och på grund av detta kan mätdata från idag användas för studier av framtida scenarier.

De tre nämnda scenarierna ovan kommer att påverka produktionsmönstren samt systemets generationskostnader. Därför kommer dessa att analyseras genom att jämföra dem med referensscenariot (basfallet), utan PHEVs i systemet, varpå tre olika fall med integration av PHEVs skapas (de förbrukningsnivåer som undersöks är beroende av PHEVs totala energibehov). Detta kommer att resultera i tre olika scenarier där det finns tre olika laddningsmönster med tre olika laddningstider: 2-6 timmar, 6-10 timmar och 10 timmar och uppåt. Korrelationen kommer även analyseras i denna rapport men skillnaden jämfört med tidigare rapporter kommer bland annat vara att körmonster och indata från verkliga bilar kommer att användas. Totalt kommer fyra olika scenarier att analyseras, inklusive ett basscenario som kommer att användas som referensscenario.

Referensscenariot består av västra Danmarks kraftproduktion utan PHEVs integration, vilket innebär att ellasten utgörs av industri och hushåll osv. På så sätt skapas en tydlig jämförelse mellan referensscenariot och de tre scenarierna med PHEVs integration med avseende på lastvariationer, kostnader som uppstår på grund av lastvariationer samt totala systemkostnader. De tre scenarierna 1, 2 och 3 har olika elförbrukningsfördelning och laddningsintervaller för PHEVs.

Effekterna av PHEVs integration i dessa tre fall studeras genom att jämföra elproduktionssystemets totala systemkostnader (dvs., rörliga kostnader inklusive kostnader för variationshantering) i de tre fallen samt förändringar av de totala kostnaderna i elektricitetssystemet:

- Känslighetsanalysen genomförs i GAMS med fyra olika scenarion. I analysen har PHEVs tre olika laddningsmönster med tre olika behov av laddning: 10 timmar och uppåt, 6-10 timmar och 2-6 timmar. Elförbrukningen som uppstår vid laddning av PHEVs är relaterad till den effekt som krävs från kraftsystemet då fordonen laddas via elnätet. Tre konsumtionsnivåer (relativt den totala elförbrukningen) för PHEVs beräknas och undersöks, vilket tillsammans med de olika laddningstiderna ger totalt tre fall. Då den totala elförbrukningen hålls konstant undviks ytterligare investeringar i elnätet och elsystemet för olika förbrukningsnivåer kan jämföras. Detta innebär att elförbrukningen för hushåll, industri, etc. ändras för varje integrationsfall för att hålla den totala elförbrukningen konstant. Värmeförbrukningen (som påverkar kombinerad värme- och elproduktion) är densamma under alla fyra fall. Denna studie förutsätter att den totala belastningen är konstant, vilket inte är fallet i verkligheten, men på så sätt kan samspelet mellan PHEVs och kraftsystemet att analyseras.
- Referensscenario: ingen PHEV ingår i systemet.
- Scenariernas laddningsbehov beror på när bilarna som deltar i undersökningen av körmonster har haft pauser under motsvarande tider.
- Den 2006-06-16 vid tiden 16:00 börjar GAMS optimeringen och fortsätter 2000 timmar framåt.
- PHEVs batteri laddas med 2 kW

- PHEVs antal i optimering är 1 285 058 stycken
- PHEVs har tre olika laddningsmönster med tre olika laddningstider: 2-6 timmar, 6-10 timmar, samt 10 timmar och uppåt
- Tre konsumtionsnivåer för PHEVs undersöks
- All indata beräknas i enheten MW
- Alla kostnader beräknas i euro (€)
- PHEV laddningsprofil upprepas varje vecka i optimering av analyser och fortsätter 2000 timmar framåt.
- Kraftverkens variabla driftkostnad beräknas i €/MWh
- Kraftverkens uppstartkostnad beräknas i €/MW

Data om kraftverkens maxkapacitet hittas i bilaga A, samt vilka kraftverk som är med i analysen och i vilka områden dessa befinner sig i.

3.2 Antagande angående infrastrukturer

I denna rapport antas det tre olika oberoende scenarier som är baserade på en viss infrastruktur med tillhörande laddningsmöjlighet. Det antas att bilägarna kommer att välja alternativet långsam laddning för alla tre scenarier. Vidare antas det även att laddningsstationer existerar för de tre olika scenarion som visas i tabell 2 nedan. Infrastruktur 1 tillhör scenario 1 där det antas att laddning sker under natten då bilen står parkerad vid bostaden, eftersom det är där en bil normalt står parkerad i mer än 10 timmar. Infrastruktur 2 tillhör scenario 2, där det antas att laddning sker både under natten då bilen står parkerad vid bostaden och på dagen vid arbetsplatsen eftersom det är vid dessa platser som pauser över 6 timmar sker. Detta kan även ske vid långsamma laddningsstationer vid stora parkeringsplatser, till exempel utanför stora varuhus. Infrastruktur 3 tillhör scenario 3, och det antas där att laddning sker så som för infrastruktur 2 men med ett ytterligare laddningstillfälle där pauser från 2 till 6 timmar är inkluderade. Laddningsstationer finns på stora parkeringsplatser, eller vid bostaden enligt resonemang i avsnitt 2.7.

- Infrastruktur 1: erbjuder laddningsmöjlighet vid pauser som är tio timmar eller längre. Scenario 1 tillåter därmed att PHEVs kan laddas så fort det finns en paus är 10 timmar eller längre.
- Infrastruktur 2: erbjuder laddningsmöjlighet vid pauser som är 6-10 timmar och 10 timmar eller längre, vilket leder till scenario 2 som tillåter att PHEVs laddas då en paus är 6 timmar eller längre.
- Infrastruktur 3: erbjuder laddningsmöjlighet vid pauser som är 2-6 timmar, 6-10 timmar och 10 timmar eller längre, vilket leder till scenario 3 som tillåter att PHEVs laddas då en paus är 2 timmar eller längre.

Tabell 2 beskriver vilka tidsintervall som ingår i de olika scenarierna. Beteckningen x markerar vilka tidsintervaller som gäller för var och ett av dessa tre olika fall.

Tabell 2: Tidsintervall för de olika scenarionas laddning, x betyder att scenariot har en infrastruktur som erbjuder att det finns möjlighet att ladda under dessa intervaller.

Scenario Tidsintervall paus	1	2	3
2 - 6 timmar	-	-	x
6 - 10 timmar	-	x	x
10 timmar och uppåt	x	x	x

3.3 Minimering av de totala systemkostnaderna med hjälp av modellering i GAMS

Modellen av västra Danmark finns beskriven i sin helhet i (25) och sättet att hantera variationer i modellen ges i (26). Här följer ett resonemang runt dynamiken i modellen. Modellen tar inte hänsyn till den individuella enhetens kapacitet när den optimerar vilken enhet som skall startas och/eller generera den efterfrågade kapaciteten. Modellen minimerar endast den totala systemkostnaden. I det studerade systemet anges PHEVs elförbrukning i förhållande till den totala elförbrukningen, vilken hålls konstant. Det övergripande syftet med modellen i GAMS är att kombinera mönstret för kraftproduktion från de utvalda enheterna (bilaga A, Tabell 14) så att de möter ellastbehovet till den lägsta totala systemkostnaden (Z_{tot}). Enheternas kraftproduktion tar hänsyn till dess driftkostnader ($Z(i, t)$) och startkostnader ($Z_{start}(i, t)$). Driftkostnaderna ($Z(i, t)$) är proportionella till den genererade kapaciteten ($g_p(i, t)$). Kapaciteten som genereras ($g_p(i, t)$) är beroende av att enheterna (i) vid tiden (t) är antingen redan uppvärmda eller redan i drift. Om enheten redan är i drift så är driftkostnaden ($Z(i, t) * g_p(i, t)$). När enheten (i) vid tiden (t) behöver köras för att kapacitetsbehovet har ökat medför detta en uppstartkostnad ($Z_{start}(i, t)$). Den lägsta totala systemkostnaden (Z_{tot}) blir då summan av driftkostnaden ($Z(i, t) * g_p(i, t)$) och uppstartkostnaden ($Z_{start}(i, t) * g_{start}(i, t)$) (23)..

GAMS linjära modell användes i detta arbete för modellering av kraftsystemet. Denna linjära optimering medför att kraftverkens uppvärmning sker tiden innan den påslagna enheten (i) börjar generera det efterfrågade effektbehovet. Uppstarttiden för enheten (i) behövs för att indikera att enheten är uppvärmd och kan anslutas till nätet. Uppstartstiderna för enheterna (för att värma upp kraftverken) är olika och kan variera mellan 0 och 4 timmar. Syftet med modellens formulering är att minimera den totala systemkostnaden genom att beräkna om en enhet skall stängas av eller fortsätta vara i drift. Stängs enheten av uppstår en ny uppstartskostnad nästa gång enheten startas. Det innebär att snabba förändringar i last påverkar startkostnaderna som uppkommer då. Startkostnaden ($Z_{start}(i, t)$) för enheterna i optimeringsanalysen tar hänsyn till direkta rörliga kostnader (bränslekostnad och utsläppskostnad under uppstarttiden) och utesluter de indirekta rörliga kostnaderna, såsom ökat underhåll. Om optimeringen däremot analyserar att enheten skall vara på, det vill säga ha kvar en viss mängd varm kapacitet $g_s(i, t)$, skrivs $g(i, t)$ som summan $g_s(i, t) + g_p(i, t)$. $g(i, t)$ är i detta fall den totala mängden varmhållen kapacitet och $g_p(i, t)$ är den efterfrågade elproduktionen. Dellasten $g_s(i, t)$ är med som en del av den totala systemkostnaden som beskrivs nedan i ekvation (6) och som egen dellastkostnad $Z_{dellast}(i, t) * g_s(i, t)$ i ekvation (7).

Ekvationen som har använts för att minimera den totala systemkostnaden i GAMS:

$$Z_{tot} \leq \sum_{i,t} \left(Z(i,t) * g_p(i,t) + Z_{delast}(i,t) * g_s(i,t) + Z_{start}(i,t) * g_{start}(i,t) \right) [\text{€}] \quad ekv(6)$$

Z_{tot} – total kostnad i euro per enhet och timme

i – kraftverk eller koppling till annan region med möjlig handel

t – tid i timmar

(i,t) – genererande enhet i timme t

$Z(i,t)$ [€/MWh]
– kostnad att producera 1MW vid tiden t , alternativt att köpa eller sälja el

g_{start} – ny uppstartkraftproduktion

$g_s(i,t)$ – outnyttjad uppvärmd kapacitet

$g_p(i,t)$ – kraftproduktion, alternativt import eller export

$g_{start}(i,t) = g_s(i,t) + g_p(i,t)$ [MW]

$Z_{delast}(i,t) * g_s(i,t)$ ekv(7)

$Z_{delast}(i,t)$ – dellastkostnad

$Z_{start}(i,t)$ – startkostnad per timme [€/uppstarttid]

Uppstartstid – (0 – 4) timmar

I modellen beskrivs varje konkurrerande kraftverk separat, för att dess olika indata såsom bränsle, bränslekostnad, verkningsgrad och utnyttjningstid ska kunna urskiljas. Uppstartstiden är olika för olika kraftverk; koleldade kraftverk är både långsammare och dyrare att starta upp jämfört med gaseldade kraftverk. Däremot är de rörliga kostnaderna för koleldade kraftverk lägre än för de gaseldade kraftverken, vilket beror på de olika bränslekostnaderna, kol är billigare än gas. Ekvation (6) beskriver den minsta totala systemkostnaden, som alltså är den objektiva funktionen i modellen.

Modellen är en förenkling av verkligheten och för att undvika heltalsvariabler är det möjligt att starta delar av ett kraftverk. I referens (25) visas att modellen trots detta ger en bra approximation av totala systemkostnader, kostnader för variationshantering och bränslemix.

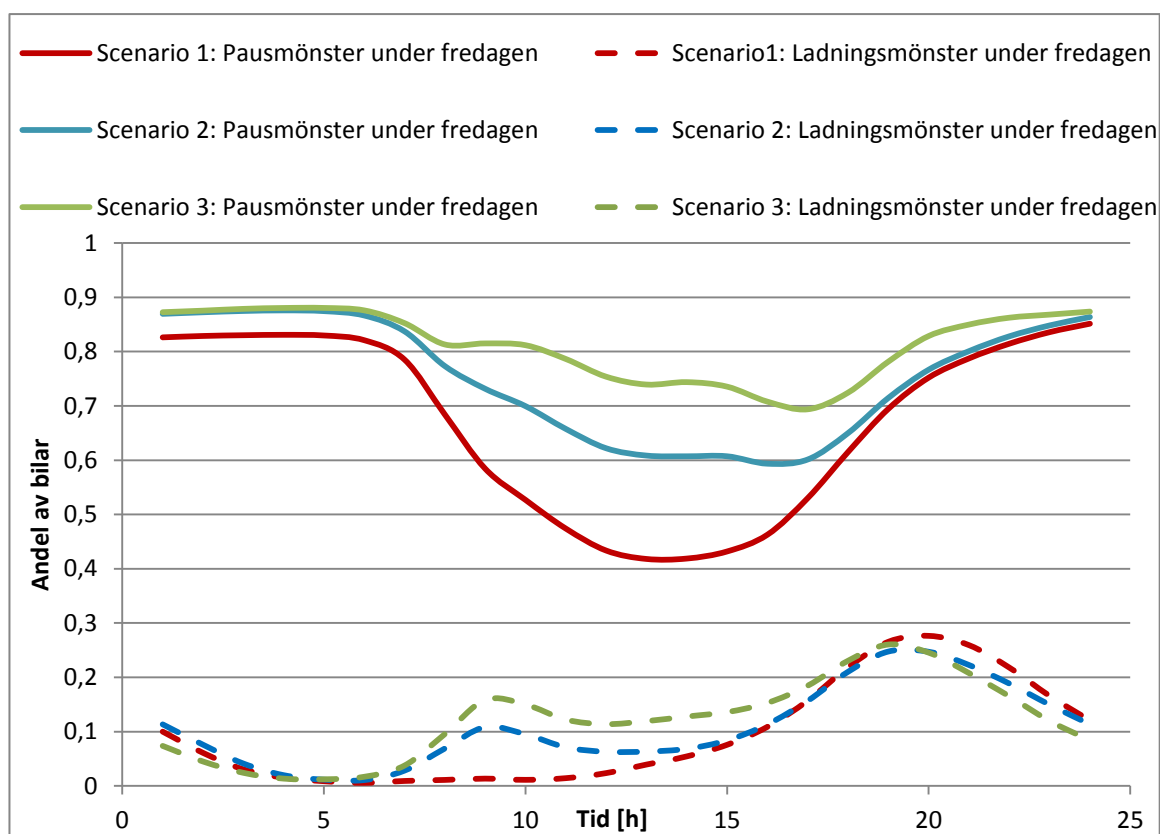
Kraftverkets maximala kapacitet, uppstartstid samt dess bränsle är indata som används i simuleringen i detta arbete och de visas i tabell 8 nedan i avsnitt 4.3.

3.4 Scenarier

Möjligheterna för PHEVs att laddas beror på stoppen mellan resorna. I kapitlet för indata och antaganden beräknas hur de potentiella laddningsprofilerna ser ut, vilket sedan används för att beräkna energibehovet för laddning PHEVs under de olika scenarier som nämns nedan.

Figuren nedan beskriver scenariernas laddningspotential (som är beroende av pauser) samt pauser för en dag (i detta fall fredag) för alla tre scenarier. På y-axeln visas den andel av bilarna som har en paus samt andelen som laddas, och på x-axeln redovisas vid vilken tid på dygnet detta sker. Laddningstillfällena är som tidigare nämnts beroende av när pauserna sker.

Det första scenariot innebär att laddning kan ske vid paus i 10 timmar och uppåt. Scenario 2, har en infrastruktur som gör det möjligt att ladda under två olika laddningstider: 6-10 timmar och 10 timmar och uppåt. Scenario 3 som visas i figuren nedan har en infrastruktur för PHEVs som tillåter laddning under tre olika laddningstider: 2-6 timmar, 6-10 timmar och 10 timmar och uppåt (streckade linjer).



Figur 5: Scenariernas laddningspotential (som är beroende av pauser) samt pauser för en dag (i detta fall fredag) för alla tre scenarierna. På y-axeln visas den andel av bilarna som har en paus samt andelen som laddas, och på x-axeln redovisas vid vilken tid på dygnet detta sker. Laddningstillfällena är som tidigare nämnts beroende av när pauserna sker. Streckade linjer visar laddningar och heldragna linjer visar pauser, färgen visar vilken scenario den tillhör.

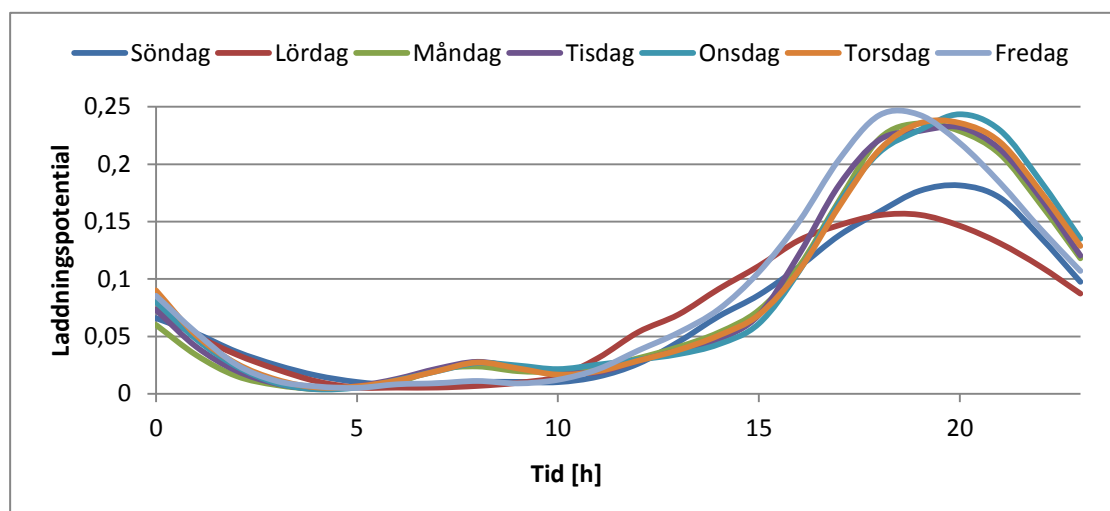
Bilarnas laddningsmönster (streckade linjer) som visas i figuren är beroende av bilarnas pauser (heldragna linjer). Pausscenario 1 som visas i figuren ovan visar att vid första timmen är bilarnas pauser mest omfattande, då de flesta bilar är parkerade för natten. Bilarnas rörelse, som medför en minskning av pauserna startar efter

klockan fem på morgonen och fortsätter att minska fram till ca klockan två på dagen. Eftersom laddningsmönstren är beroende av dessa pauser så syns det att laddningsscenario 1 upplever en ökad andel av bilar som laddas i takt med att bilarna har hunnit köra, första laddningstoppen sker vid klockan nio på morgonen för scenario 2 och 3. Laddningsbehovets topp infaller på kvällen vid klockan 19:00 för scenario 2 och 3, medan scenario 1 har kvällens topp klockan 20:00.

Alla laddningsprofilers indata är givna för en hel vecka. För varje scenario för PHEV laddningspotential (förutom referensscenariot eftersom den är utan PHEV integration) adderas indata ihop för varje respektive timme och dag, förutom scenario nummer 3, eftersom dess infrastruktur har bara ett laddningstidsintervall som är från 10 timmar och uppåt. Sedan ordnas alla tre scenarierna så att de startar från fredag, klockan 16:00. Veckans laddningsprofil upprepas till och med sluttiden för modellanalysen, det vill säga laddningsprofilen för PHEV startar från tiden 4000 timmar och slutar vid 6000 timmar. Modellen analyserar systemet under dessa 83,3 dagar, med start den 16 juni 2006 fram till och med den 31 augusti 2006.

Alla scenarier som modelleras kan hittas i bilaga A i form av figurer och tabeller.

Figur 6 nedan visar ett typiskt laddningsmönster för bilar under en hel vecka, där laddningsmöjligheten är 6-10 timmar (scenario nummer 3). Det visar tydligt att under helger är laddningsandelen väldigt liten jämfört med på vardagarna vilket beror på att transportbehovet under helger ser annorlunda eftersom man är ledig från jobbet. Just i detta fall är det under fredagen som laddningsandelen är som störst, detta sker klockan 18:00. Laddningsbehovets topp infaller mer eller mindre runt samma tidsintervall för alla scenarier, mellan klockan 18:00 och 20:00.



Figur 6: En typisk genomsnittlig andel av bilar som kan laddas som en funktion av tiden. Kurvornas olika färg representerar olika veckodagar.

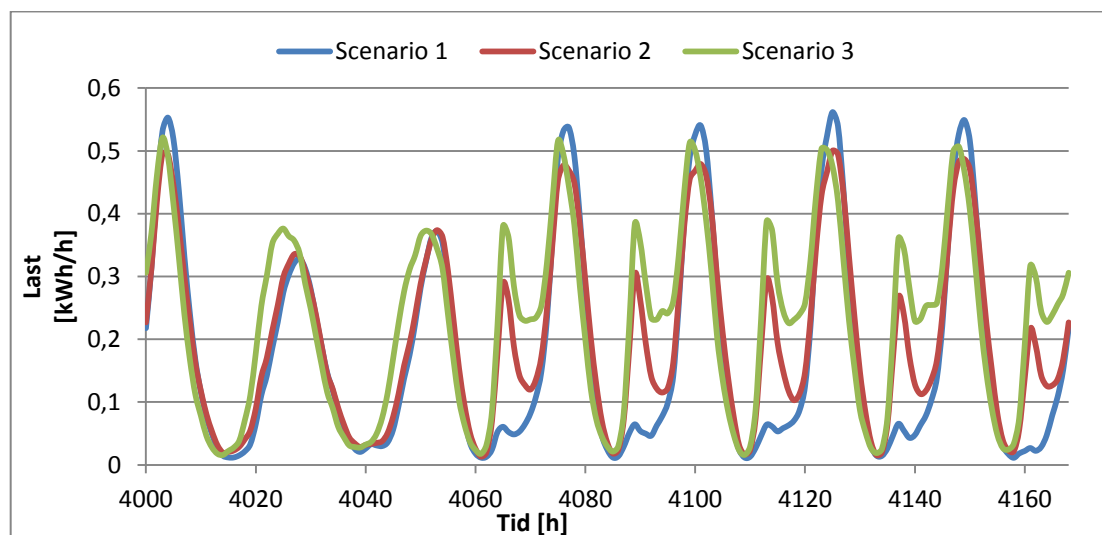
3.4.1 Ellast för scenariona 1, 2 och 3

Figur 7 nedan visar laddningsscenarierna 1, 2 och 3, den beskriver en typisk last för en PHEV vars batteri kan laddas med en effekt på 2 kWh/h. Laddningsmönstren är beroende av pauserna, som i sin tur är beroende av att infrastrukturen erbjuder möjligheten till långsam laddning av batterierna i PHEVs. En mer utförlig beskrivning av dessa infrastrukturer hittas i kapitel 3.3, scenarier. Från figur 7 kan olika låg- och topplaster läsas av för en viss tid på dygnet under en vecka, med start från fredag klockan 16:00.

Det första scenariot (blå linje) representerar ett fall där infrastrukturen bara tillåter laddning för pauser på tio timmar eller mer. I figur 7 visas det att detta leder till att scenario 1 får både de högsta topparna och de lägsta dalarna (med avseende på laddningsandelen) under vardagar, medan under helgdagar (lördag och söndag) står scenario 1 för den lägsta dalen. Detta laddningsmönster varierar mer eller mindre mellan två extrempunkter under veckodagarna, antingen når den en maxtopp på kvällen vid tiden 20:00 eller så dalar den under natten fram till klockan 04:00 på morgonen. Därefter ökar laddningsandelen efter två timmar (06:00), och den når även en lokal topp efter ytterligare två timmar (08:00).

Scenario 2 (röd linje) representerar ett fall där infrastrukturen tillåter laddning under två intervaller; antingen vid pauser mellan sex till tio timmar eller under tio timmar och mer. Laddningsmönstret för detta scenario får två olika toppnivåer, en maxtopp vid 19:00 och en annan lokal topp vid 09:00. Mellan maxtoppen och den lokala toppen så dalar laddningsandelen vid klockan 14:00, och på natten fram till klockan 05:00.

Scenario 3 (grön linje) representerar ett fall där infrastrukturen tillåter laddning i upp till två timmar, upp till sex timmar eller tio timmar och mer. Laddningsmönstret för scenario 3 liknar det för scenario 2 men den stora skillnaden är att topparna som fås i scenario 3 är större, under samma tidsintervall som scenario 2. Mellan de två topparna observeras en dal under ett ca 2-4 timmars intervall.



Figur 6: En jämförelse av de tre scenariernas laddningsandelar för en bil som kan ladda under en viss tid under dygnet en vecka framåt. Laddningsmönstret startar fredag klockan 16:00 och fortsätter en vecka framåt för alla scenarier.

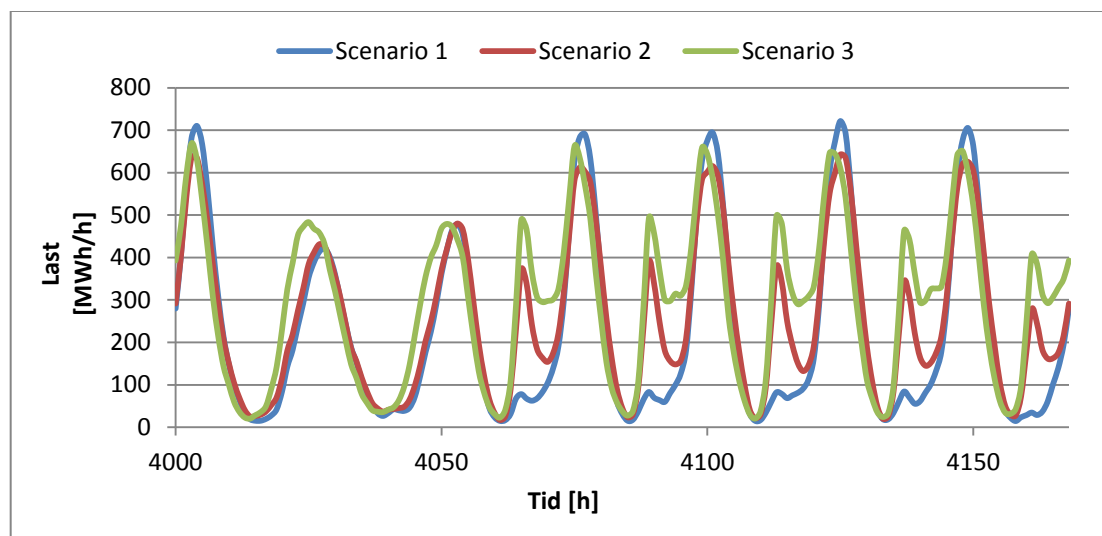
De tre scenarierna 1, 2 och 3 har laddningsmönster som är likartade under helgen

(lördag och söndag), och deras maxtopp under fredagen inträffar mellan klockan 18:00 och 19:00, de skiljer sig dock åt i laddningsandel. Scenario 3 är även förskjuten åt vänster, den är också något högre under lördagen. Figur 8 nedan visar alla tre scenariernas typiska ellastkurva som uppstår när alla 1 285 058 bilarna adderas till laddningsandelen som visas i figur 7 ovan. Som förväntat visar det sig att ellastkurvan har samma mönster som kurvan för laddningsandelen. Maxtoppen för alla tre scenarier uppstår först på fredagen mellan klockan 18:00 och 19:00, fredagen är den enda veckodag som når sin maxtopp under detta tidsintervall, resten av veckodagarna har en maxtopp som inträffar mellan klockan 19:00 och 20:00.

Det maximala värdet på ellasten för scenario 1 under veckodagar är (700 ± 30) [MWh/h], medan under helgen är ellastens maxtopp (452 ± 20) [MWh/h].

Scenario 2 har en maximal ellast under veckodagarna på (620 ± 20) [MWh/h] och på helgen 446 ± 26 [MWh/h].

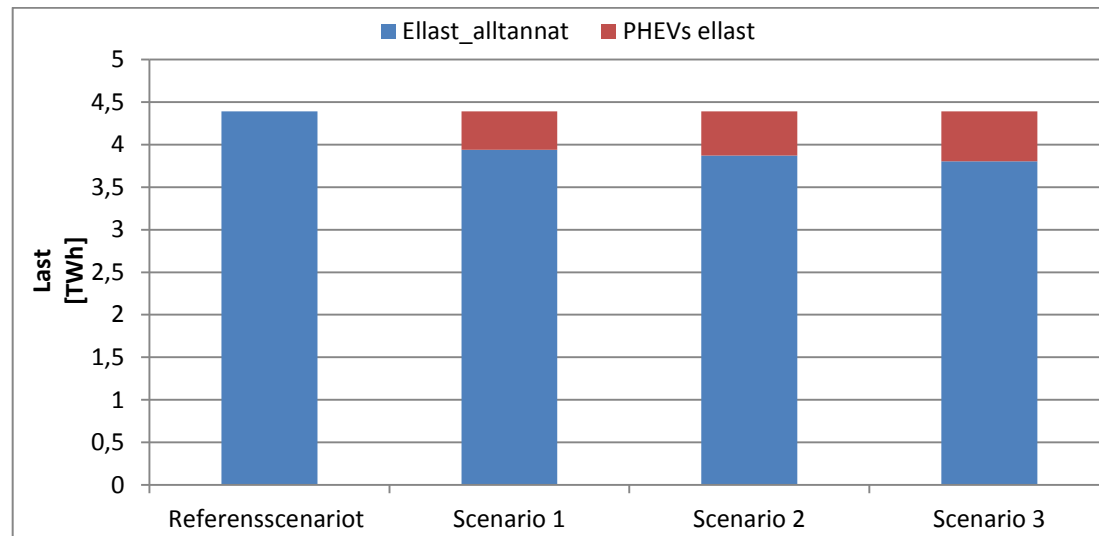
Den maximala ellasten för scenario 3 på fredagar uppgår till 670 [MWh/h], medan under resten av veckodagarna så ligger topplasten på (640 ± 20) [MWh/h]. Under lördag och söndag så är skillnaden mellan ellastens toppar 4 [MWh/h], det maximala värdet under helgen inträffar under lördagen och det är 484 [MWh/h]. Under veckodagarna vid klockan 09:00-10:00 uppstår en topp för alla tre scenarierna, denna varierar dock i storlek beroende på den aktuella dagen.



Figur 7: En jämförelse av de tre scenariernas ellastkurva med start fredag klockan 16:00, en vecka framåt. Varje bil laddas med 2 kWh i timmen.

Figur 9 nedan visar referensscenariots totala energibehov på 4,39 [TWh] (blå stapel), i detta fall är det lika högt som det konstanta elbehovet för allt annat i systemet, utan PHEVs integration. Scenario 1, 2 och 3 redovisas också, med avseende på den totala ellasten med PHEVs integration (blå och röd stapel). Det som skiljer sig mellan de tre olika scenarierna är förhållandet mellan övrig ellast och PHEVs ellast, uttryckt som konsumtionsfaktorn vilken ges av ekvation 4 i kapitel 3. Som nämnts innan skall den totala ellasten vara konstant, effekten från de elektricitetsgenererande enheterna är

alltså densamma för de tre olika scenarierna och för referensscenariot, vilket visas i figuren nedan.



Figur 8: Skillnaden i elast mellan referensscenariot och de tre scenarierna 1, 2 och 3. Konsumtionsfaktorn är inräknad i elasten_alltannat i scenario 1, 2 och 3.

Konsumtionsfaktorn för de olika tre scenarierna 1, 2 och 3 samt PHEVs totala energibehov för de laddningsintervall som tillhör respektive scenario beskrivs nedan.

3.4.2 Referensscenariot utan PHEV-integration

Referensscenariot, där det inte finns några PHEVs som kan påverka elproduktionen, är ett basfall som de tre resterande scenarierna kan jämföras med. Systemet modelleras därför i GAMS utan någon PHEV-integration.

Analysen är baserad på att modellera ett system av vind- och värmekraftverk utan integration av PHEVs med en kraftverkskonfiguration (se appendix A1, tabell 14) baserad på västra Danmark. Anledningen till valet av västra Danmark är den höga graden av vindkraftspenetration och att all data för elproduktion och kraftverksenheter finns tillgängligt (7). Det bör nämnas att modellen tillåter en reduktion av vindkraft, vilket inte är fallet i verkligheten där vindkraft alltid är prioriterad. Ekvationen för elproduktion som modelleras i GAMS optimerar den totalkostnaden av kraftsystemet (utan PHEVs integration har utförts). Kraftproduktion inkluderar också både import och export. Det totala elbehovet för hela den optimerade perioden hålls konstant och summeras till 4 391 044 MWh.

Ekvationen för elproduktion som modelleras i GAMS för referensscenariot, utan någon PHEV-integration, formuleras till:

$$\text{Elproduktionsbehovet} = \text{totala lastbehovet} - \text{små CHP ekv(9)}$$

$$\text{Totala lastbehovet} = E_{\text{Allt_annat},t} - \text{Elbehovet för allt annat vid tiden (t)}$$

Allt annat är tex hushåll, industri mm. (utan PHEVs)

Tabell 3 nedan redovisar det totala lastbehovet som är i denna referensscenariot blir lika med elbehovet för allt annat.

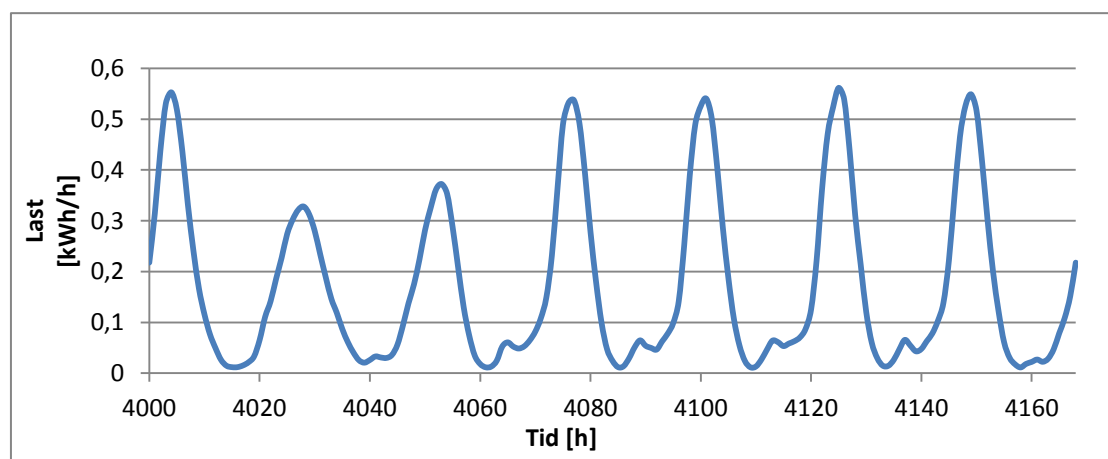
Tabell 3: Referensscenariots totala energibehov vid ett konstant elbehov för allt annat i systemet.

Laddningsintervall	Elbehovet för allt annat [MWh]	PHEVs totala energi [MWh]	Konsumtionsfaktor ∂ [%]
Referensscenariot	439 1044	-	-

Ekvationen som har använts för att minimera den totala systemkostnaden i GAMS är densamma som beskrivs ovan under kapitel 3.1 för alla scenarierna.

3.4.3 Scenario 1, med PHEV-integration under laddningstidsintervallet 10 timmar och uppåt

I scenario 1 är PHEVs inkluderade i systemet och påverkar elproduktionen. Detta modelleras i GAMS och här antas att PHEVs har tillgång till en sådan infrastruktur som möjliggör att laddning kan ske när pauser i körmonstret uppgår till 10 timmar och mer. Därefter används ekvationer nummer två och tre för att räkna ut PHEVs energibehov för varje timme samt konsumtionsfaktorn (∂) som multipliceras med den totala ellasten för att analysera detta scenario. Beräkningen av konsumtionsfaktorn utförs med samma ekvationer som beskrivs ovan i metodavsnittet.



Figur 9: En typisk last för en PHEV med start fredag klockan 16:00 och en vecka framåt för scenario 1.

Figur 10 ovan beskriver en typisk last för en PHEV som kan laddas som en funktion av tiden. Under laddning antas det att batteriet matas med en effekt på 2 kWh/h. Kurvans toppar är relativt jämna under veckodagar, lasten är däremot lägre under helgen.

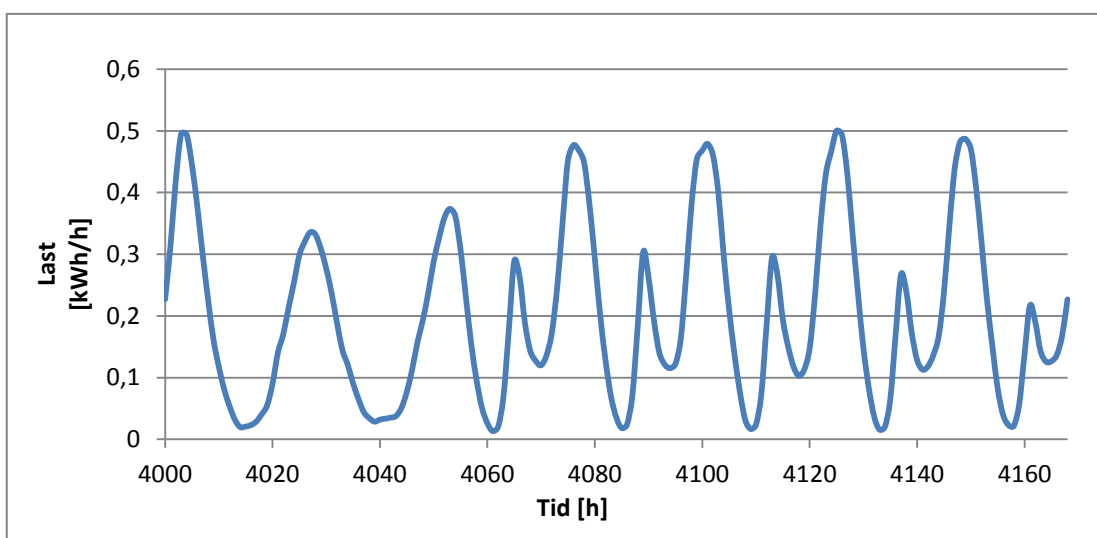
Tabell 4 nedan redovisar både de beräknade variablerna och konstanta ekvationer för scenario 1.

Tabell 4: Konsumtionsfaktorn för PHEVs och det totala energibehovet för scenario 1 vid ett konstant elbehov för allt annat i systemet.

Laddningsintervall	Elbehovet för allt annat [MWh]	PHEVs totala energi [MWh]	Konsumtionsfaktor ∂ [%]
Scenario 1	3 941 088	449 956	0.1024

3.4.4 Scenario 2, med PHEV-integration under laddningstidsintervallerna 6 till 10 timmar och 10 timmar och uppåt

Scenario 2 liknar scenario 1, men i detta fall antas det att PHEVs laddas under två olika intervall, i 6-10 timmar och i 10 timmar eller mer. Dessa laddningspotentialer adderas ihop med dess respektive timmar, och på så sätt kan dessa två laddningsbehov för varje timme räknas ut. Därefter används ekvation nummer två och tre för att räkna ut PHEVs energibehov för varje timme samt konsumtionsfaktorn (∂) på samma sätt som för scenario 1.



Figur 10: En typisk last för en PHEV med start fredag klockan 16:00 och en vecka framåt för scenario 2.

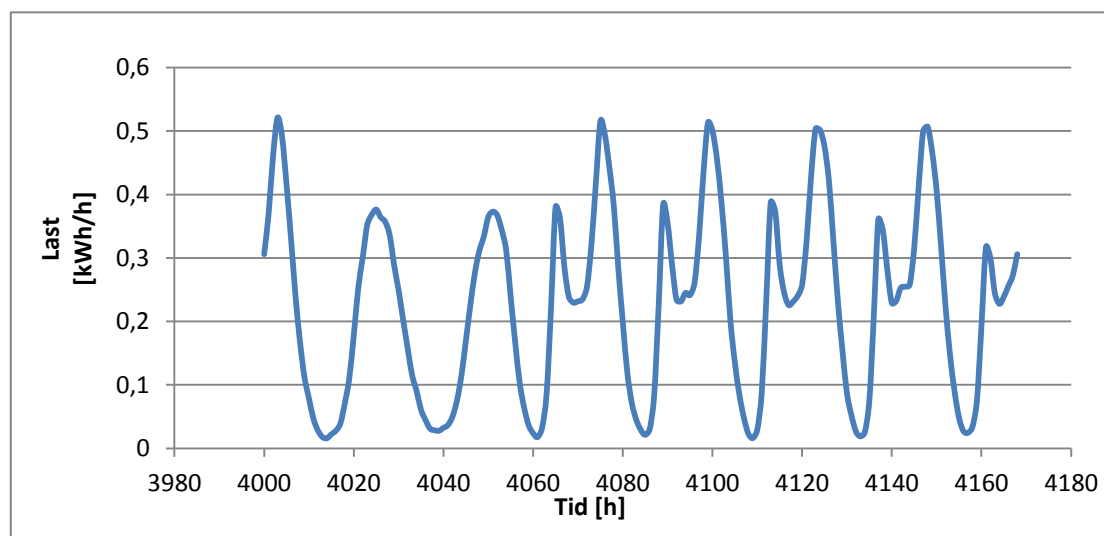
Tabell 5 nedan redovisar både de beräknade variablerna och konstanta ekvationer för scenario 2.

Tabell 5: Konsumtionsfaktorn för PHEVs och det totala energibehovet för scenario 2 vid ett konstant elbehov för allt annat i systemet

Laddningsintervall	Elbehovet för allt annat [MWh]	PHEVs totala energi [MWh]	Konsumtionsfaktor ∂ [%]
Scenario 2	3 870 719	520 325	0.1184

3.4.5 Scenario 3, med PHEV-integration under laddningstidsintervallerna 2 till 6 timmar, 6 till 10 timmar och 10 timmar och uppåt

Scenario 3 är utformat på ett liknande sätt som scenario 1 och 2, men i detta tredje alternativ sker laddning under tre olika intervaller: 2-6 timmar, 6-10 timmar och 10 timmar eller mer. Återigen adderas dessa laddningars potential med deras respektive timme, och på så sätt beräknas det totala laddningsbehovet för varje timme. Därefter används ekvation nummer två och tre för att räkna ut PHEVs energibehov för varje timme samt konsumtionsfaktor (∂) som multipliceras med den totala ellasten för detta scenario.



Figur 11: En typisk last för en PHEV med start fredag klockan 16:00 och en vecka framåt för scenario 3.

Tabell 6 nedan redovisar både de beräknade variablerna och konstanta ekvationer för scenario 3.

Tabell 6: Konsumtionsfaktorn för PHEVs och det totala energibehovet för scenario 3 vid ett konstant elbehov för allt annat i systemet.

Laddningsintervall	Elbehovet för allt annat [MWh]	PHEVs totala energi [MWh]	Konsumtionsfaktor ∂ [%]
Scenario 3	3 803 407	587 638	0.1338

4 RESULTAT

Resultaten från analysen av det valda systemet då en kostnadsminimering för elproduktionen utförts presenteras i detta kapitel. Resultaten ges för både referensfallet och de tre scenarierna med integration av PHEVs. Alla resultat som beräknas i GAMS och optimering av analysen startar från den 2006-06-16 vid tiden 16:00 och fortsätter 2000 timmar framåt. Resultaten för lastkurvans produktion är presenterade veckovis för att möjliggöra en tydlig jämförelse mellan referensscenariot, utan PHEV-integration i elproduktionssystemet, och de tre scenarierna 1, 2 och 3 med PHEVs integration i elproduktionen. Eftersom PHEVs laddningsbehov är veckovis återkommande i optimeringsanalysen är det skäligt att visa resultat och jämförelser på ellastkurvorna för en och samma vecka. Analysen startar från den 2006-06-16 vid tiden 16:00 och fortsätter 168 timmar. Systemets kostnader presenteras däremot för hela den optimerade perioden. Figurer från optimeringsanalysen för hela den optimerade perioden hittas i bilagor A och B.

Den totala uppstartkostnaden efter optimering (som varierar på grund av att lasten skiftar) redovisas nedan för varje scenario. För att kunna förstå den varierande totala systemkostnaden för de olika scenarierna kommer uppstartkostnaderna som uppstår på grund av elproduktionens lastskiftning samt andra kostnader som inkluderas i den totala systemkostnaden att redovisas separat; dessa kan hittas under respektive scenarios kapitel.

4.1 Import och export

Simuleringarna för alla tre scenarier visar att västra Danmarks vindproduktion och elexport är korrelerade, då vindkraftsproduktionen ökar leder det till att exporten till grandländerna också ökar. Den maximala gränsen för överföring uppgår till 2930 MWh i timmen, men i optimeringsanalysen var den maximala överföringskapaciteten 1120 MWh i timmen för alla scenarier. Detta innebär att modellen aldrig utnyttjade den maximala överföringskapaciteten.

Det visade sig även att skillnaden mellan nettoimporten för referensscenariot och den för scenarierna 1, 2 och 3 i stort sett är oförändrad. Skillnaden är under en procent för alla tre, vilket visas nedan i tabell 7. Optimeringsanalysen kunde inte skilja på tiden för export och import för ett och samma land: import och export av el under en och samma tid till ett och samma land kunde alltså ske. Detta påverkar inte nettoimportkostnaden eller dellastkostnaden och driftkostnaden, eftersom priset för export och import för ett och samma land är detsamma i modellanalysen. Vidare är skillnaden i nettoimport mellan de olika fallen under en procent, enligt tabell 7 nedan, så slutsatsen är att handeln med omgivande system inte bör påverka analysresultatet mellan de olika scenarierna. Eftersom den totala systemkostnaden består av uppstartkostnaden, dellastkostnaden, driftkostnaden och nettoimportkostnaden kommer dessa kostnader att presenteras för alla scenarier, detta hittas under kapitlet 4.4 - Resultatanalys av varje scenario, samt i kapitel 4.5 - Jämförelse av resultat för alla scenarier.

Tabell 7 nedan visar nettoimporten för alla scenarier samt dess procentuella förändring jämfört med referensscenariot. Ett negativt tecken på importmängden innebär att den totala exporten är större än den totala importen, det vill säga att elektricitet exporteras i ett sådant fall.

Tabell 7: Den procentuella skillnaden i nettoimport jämfört med referensscenariot för hela optimeringsperioden (2000h).

Infrastruktur	Nettoimport [MWh]	Procentuella skillnaden [%]
Referensscenario	– 2 184 830	-
Scenario 1	– 2 164 971	– 0.91
Scenario 2	– 2 164 962	– 0.91
Scenario 3	– 2 167 689	– 0.78

4.2 Vindproduktion med termiska anläggningar

På grund av den intermittenta vindkraftens natur kan produktionen från denna tillsammans med variationerna i efterfrågan av el orsaka kraftiga variationer i produktionen från termiska kraftverk.

I och med införandet av vindkraft i systemet har konkurrensförutsättningarna för de andra kraftverksenheterna i systemet har ändrats. Utrymmet för konstant baslast har reducerats. Vindkraftsproduktionen skulle kunna reduceras i ett sådant fall för att åstadkomma en jämnare kraftgenerering från de termiska anläggningarna. Med hänsyn till enheternas uppstarts- och avstängningstid och dess kostnader kan det vara mer lönsamt för systemet att reducera vindkraftsproduktionen än att reglera dessa termiska enheter. Optimeringsanalysen tillåter därför en reduktion av vindkraftsproduktionen om detta skulle uppstå.

Reducering sker också vid tillfällen då vindkraftsproduktion är högre än efterfrågan, vilket kan leda till situationer där elproduktion är högre än efterfrågan. I både referensscenariot, utan PHEVs integration, och scenarierna 1, 2 och 3, med PHEVs integration, har vindproduktionen varit densamma. Modellen i GAMS tillåter en reducering av vindkraft. Trots det resulterade analysen inte i någon reducering av vindkraft i något av scenarierna. Detta innebär att ellastbehovet under den analyserade perioden alltid är större än vindkraftseffekten för alla tre scenarier och att det är mindre kostsamt att hantera variationerna i vindproduktion genom att variera produktionen i de termiska anläggningarna än att spilla för det undersökta systemet.

4.3 Resultatanalys av enheternas uppstart

Resultaten som redovisas och beskrivs i detta avsnitt gäller uppstartskostnaden som uppstår varje gång en enhet startar, det vill säga värms upp, och börjar generera en del av den kraft som efterfrågas. Uppstartskostnaden per enhet visas nedan i tabell 8, där maxkapaciteten för den aktuella enheten också redovisas.

Kraftverkets maximala kapacitet, uppstartstid samt dess bränsle är indata som används i simuleringen i detta arbete och de visas i tabell 8 nedan i avsnitt 4.3.

Anledningen till att analysen fokuseras på uppstartskostnaderna i resultaten är att det är denna kostnad som beskriver scenarionas förändring i lastmönstret på grund av den varierande nettolasten. Det vill säga att uppstartskostnaderna upplever den mest påtagliga förändringen i optimeringsanalysen, i jämförelse med referensscenariot.

Uppstartskostnaden som visas i tabell 8 nedan beskriver den kostnad som uppstår varje gång den varmhållna effekten ökar. Enheten måste vara varm för att generera el. Uppstartskostnaden beräknas genom att multiplicera bränslekostnad [€/MWh] med kapacitet [MW], lägsta verkningsgrad [%] och uppstartstid [h], vilket förklaras tidigare i avsnitt, 3.3 och är en del av ekvation (6).

Tabell 8: Enheternas uppstartskostnad beräknas genom att multiplicera bränslekostnad med kapacitet, verkningsgrad vid minsta effekt och uppstarttid.

Enheter Bränsle	Bränslekostnad [€/MWh]	Maxkapa- citet [MW]	Uppstart- tid [h]	Uppstartskostnad [€/MW]
Enstedverket Bio & kol	5.4	660	4	28.8
Fynsverket Gas	10.9	266	1	12.1
Fynsverket Kol	5.4	347	4	26.2
Nordjyllandsverket1 Kol	5.4	295	4	29.5
Nordjyllandsverket2 Kol	5.4	411	4	28.1
Skerbeverket Kol & olja	26.5	100	4	100.1
Skerbeverket Gas	10.9	392	1	12.7
Studstrupverket1 Kol	5.4	350	4	27
Studstrupverket2 Kol	5.4	350	4	27.7
Esbjergverket Kol	5.4	377	4	27.9
Herningeverket Bio & gas	10.9	85	2	16.7
Liten gas CHP Gas	-	1 018.5	-	-
Liten bio CHP Bio & gas	-	80.4	-	-
Liten coal CHP Bio	-	210.2	-	-
Silkeborg CHP Mix	-	98.5		-
Reservenheter	-	500	-	-
Vindkraftverk	-	2 374	-	-

Skerbeverket Kol & Olja användes inte för att generera el i något av scenarierna på grund av dess höga driftkostnad. Alla enheter är inte i drift hela tiden, modellen optimerar vilka enheter som är billigast att köra på antingen maximal kapacitet eller på dellast för att möta lasten till minsta totala systemkostnad. Som förklaras i metodkapitlet är uppstartskostnaden olika för olika enheter. Varje gång ellasten ökar, det vill säga att den varmhållna effekten måste öka för att täcka elbehovet och $g(i, t)$ (som är summan av den producerande $g_s(i, t) + g_p(i, t)$) inte räcker till och enheterna som är i drift kör på sin maximala kapacitet, måste ytterligare en enhet startas vilket leder till en uppstartskostnad ($Z_{start}(i, t)$). Både scenario 1 och 3 har fler antal uppstartade enheter med bränslet gas i förhållande till referensscenariot.

Västra Danmarks elproduktion genereras huvudsakligen av tre kraftverkstyper; stora termiska kraftverk, småskaliga kraftvärmeverk och vindkraftverk. Det är bara de stora kraftvärmeverken som utsätts för konkurrens i optimeringsanalysen. Eftersom vindproduktionsvariationer på timbasis kan nå samma storlekordning som den totala produktionen hos ett av de stora kraftverken, som beskrivs ovan i tabell 8, kan vind spillas för att uppnå en jämn produktion. De småskaliga kraftvärmeverken, små CHP som förklaras i kapitel 3, är inte med och konkurrerar i analysen. Elproduktionen från dessa dras av innan optimeringen i Gams. Detta innebär att det ursprungliga totala (i denna studie) energibehovet för västra Danmark hålls konstant på 4 391 044 MWh och reduceras från små CHP till 3 589 834 MWh, för de analyserade scenarierna, därefter genereras det el från både vindkraft och stora termiska kraftverk.

4.4 Resultatanalys av varje scenario

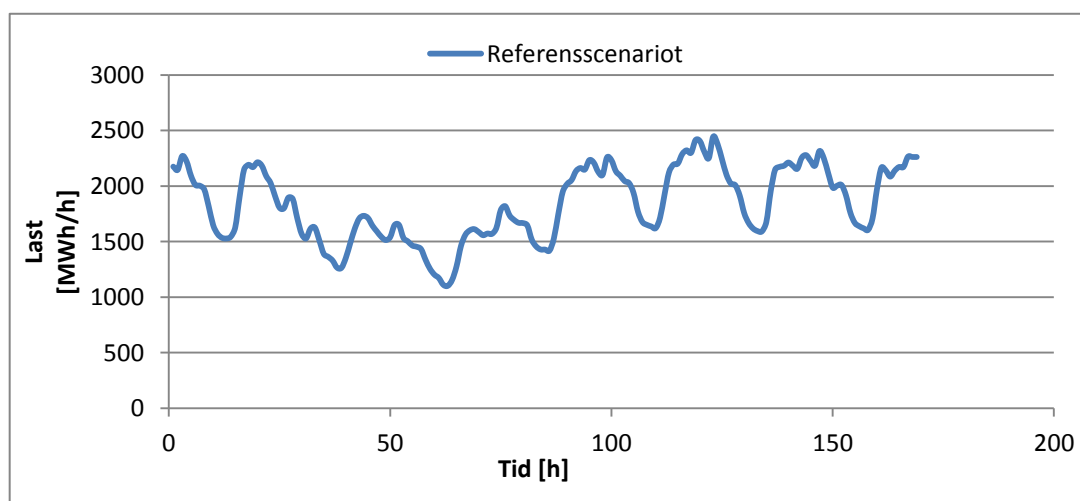
Här redovisas resultaten som beskrivs separat i fyra olika avsnitt, varje avsnitt visar ellastmönstret för respektive scenario. Ellastmönstret för scenario 1, 2 och 3 visas tillsammans med referensscenariots ellastmönster för att kunna jämföra skillnaden mellan dessa. Siffrorna som visar resultaten för enskilda scenarion som beskrivs i detta avsnitt hittas i Bilaga A. Eftersom PHEVs laddningsbehov är veckovis återkommande så illustreras de tre scenarierna med PHEVs integration för en veckas intervall av ellastproduktion för att tydligare kunna se och jämföra dessa scenarion.

Den totala systemkostnaden och uppstartkostnaden efter optimering (som varierar på grund av att lasten skiftar) redovisas nedan för varje scenario. Dessa kostnader redovisas i euro för hela optimeringsperioden, det vill säga under 2000 timmar. För att kunna förstå den varierande totala systemkostnaden för de olika scenarierna kommer uppstartkostnaderna som uppstår på grund av elproduktionens lastskiftning att redovisas. Utöver detta redovisas även andra kostnader som är en del av den totala systemkostnaden, så som dellastkostnad, nettoimportkostnad och nettodriftkostnad. Dessa hittas i nedan i tabellerna 10, 11, 12 och 13, och i tabell 14 i kapitel 4.5. Dessa kostnader redovisas i euro för hela optimeringsperioden, det vill säga under 2000 timmar.

4.4.1 Referensscenariot

Detta scenario beskriver det modellerade elproduktionssystemet, med det totala ellastbehovet samt systemets totala kostnad, utan integration av PHEVs. För att möta efterfrågan på el används först koleldade enheter eftersom de är billigast i driftkostnad och har hög kapacitet. När de koleldade enheterna inte täcker topplasten finns ett behov av att skapa balans mellan produktion och konsumtion, vilket kan åstadkommas genom driften av olje- eller gaskraftverk. Förvisso har olje- och gasenheterna högst bränslekostnader, men dessa kraftenheter startar snabbt till låg kostnad. Lastskiftningen under elproduktion leder till att startkostnaden också skiftas. För referensscenariot utan integration av PHEVs blev uppstartkostnad för 2000 timmar 689 327 Euro.

Figur 13 nedan visar referensscenariots modellerade elproduktion och totala ellastbehov utan integration av PHEVs under en veckas tid. Grafen visar den genererade mängden elektricitet per timme som funktion av tid under en vecka.



Figur 12: Referensscenariots lastkurva för en hel vecka.

Modelleringen startar fredag klockan 16:00 och en lasttopp inträffar omgående, klockan 18:00, och når sin maxtopp vid 19:00 därefter sjunker lasten under natten. Figuren visar ett typiskt lastmönster under en vecka, där elbehovet kan variera, men där mönstret i stort sett är veckovis återkommande, enligt bilaga A.

Tabell 10 visar de avgörande faktorer som påverkas av referensscenariots lastprofil samt de delsystemkostnader som avgör den totala systemkostnaden. Denna lastprofil samt kostnaderna som beskrivs nedan i tabell 9 och figur 13 för referensscenariot kommer vara avgörande för jämförelsen mellan scenario 1, 2 och 3. Syftet med denna studie är att undersöka påverkan på den elektriska lastprofilen från elbilsaddning (PHEVs) och effekten av en sådan förändrad last på produktionen i ett elsystem bestående av termiska anläggningar och vindanläggningar. Därför är det väsentligt att jämföra varje scenarios lastprofil samt de systemkostnader som uppstår med referensscenariot för att kunna förstå effekten av olika scenario påverkan på elsystemet.

Resultatet från analysen av optimeringen i GAMS redovisas i tabell 10 och det visar en dellastkostnad på 19 129 388 Euro. För att klara topparna som uppstår i belastningen kan enheter varmhållas utan att generera el istället för att stängas av, de är då redo att generera när lasten är som högst. Analysmodellen optimerar om det är billigast att köra enheten på dellast eller att stänga av enheten och det billigaste alternativet väljs. Enligt analysresultat så har enheterna startat upp 215 gånger, 126 uppstarter av kolkraftverk och resten är gaseldade enheter (89 gånger). Baslasten kommer att täckas av produktionen från koleldade enheter eftersom de är billigast i driftkostnad. Förvisso är dessa billiga i drift, de har däremot högre utsläppskostnader, på grund av att kol har en högre koldioxidfaktor, 326 [ton/GWh], jämfört med gas som har en faktor på 202 [ton/GWh]. Topplast under enstaka timmar täcks genom driften av gaskraftverk. Förvisso har gasenheterna högst bränslekostnader, men dessa kraftenheter startar snabbt och till en låg kostnad.

Detta scenario har en nettodriftkostnad på 12 530 121 Euro, som tillsammans med dellastkostnaden och uppstartkostnaden resulterar i en total systemkostnad på 32 348 836 Euro.

Tabell 9: Referensscenariots systemkostnader utan PHEVs integration.

Scenario	Referensscenariot
Konsumtionsfaktor ∂ [%]	-
PHEVs totala energi [MWh]	-
Uppstartkostnad för 2000 h i euro [€]	689 327
Dellastkostnad i euro [€]	19 129 388
Nettoimportkostnad i euro [€]	-95 108 922
Driftkostnad i euro [€]	107 639 043
Nettodriftkostnad i euro [€]	12 530 121
Total systemkostnad i euro [€]	32 348 836

Den totala systemkostnaden kan summeras på två sätt vilka ger samma resultat:

1. Summan av uppstartkostnad, dellastkostnad, driftkostnad samt nettoimportkostnad.
2. Summan av: uppstartkostnad, dellastkostnad och nettodriftkostnad.

I resultatet av analysen av scenarierna 1, 2 och 3 kommer den totala systemkostnaden för de olika scenarierna att beräknas med hjälp av summering enligt 2. Detta utförs eftersom, enligt tabell 7, nettoimporten för alla scenarier skiljer sig mindre än en procent från referensscenariot. Skillnaden mellan nettoimportkostnad och nettodriftkostnad är därmed inte relevant.

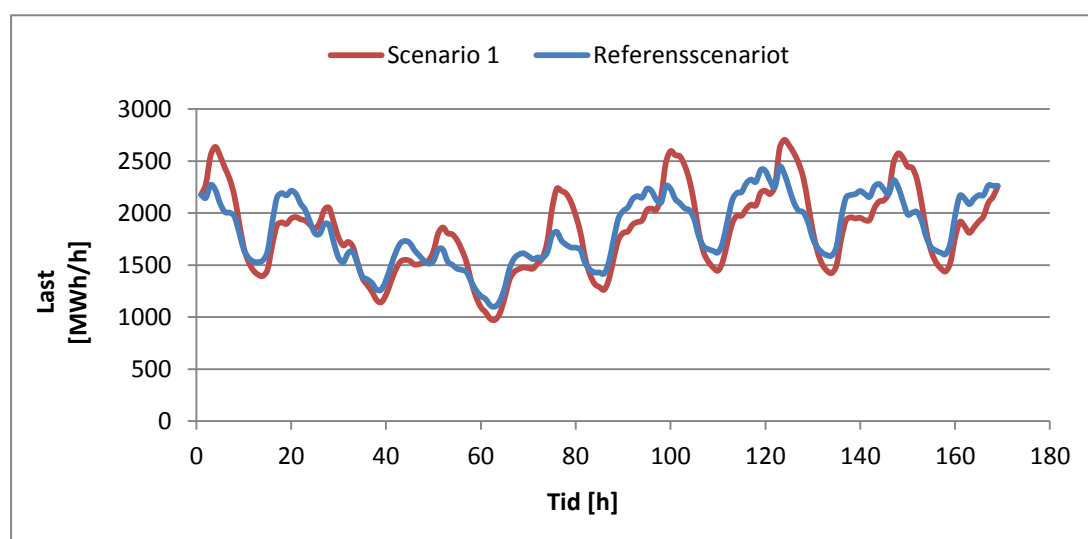
Ett negativt tecken på nettoimportkostnaden innebär att den totala exporten är större än den totala importen, det vill säga att elektricitet exporteras i ett sådant fall, vilket medför att denna kostnad dras av från driftkostnaden.

4.4.2 Scenario 1

Elproduktionen för scenario 1 (röd linje) visas nedan i figur 14, där också referensscenariot illustreras. Förändringen i elproduktion för scenario 1 (röda linje) jämfört med referensscenariot (blå linje) är påtaglig. Ellasten i scenario 1 har både högre toppar- och lägre dalar samt en spetsigare karakteristik i förhållande till referensscenariot.

Scenario 1 hade minst energimängd som bilisterna utnyttade eftersom laddningsmöjligheten uppstod sällan. Dessutom började bilisterna ladda när det redan var ett högt elbehov vilket ledde till en ökad topplast. Detta innebär att denna infrastruktur för laddning medför en höjning av den redan höga belastningen på kraftsystemet vid den tid då de flesta kommer hem ifrån arbetet. En annan konsekvens av denna infrastruktur är att när det är mindre last (det vill säga på natten) var de flesta bilar redan laddade. För att klara topparna som uppstår i belastningen under denna tid kommer inte elproduktionen från decentraliserad CHP att räcka till. Detta innebär att lasten kommer att täckas av produktionen från koleldade enheter, som har den lägsta driftkostnaden, samt gaseldade enheter vid maxtoppar som är kortare än två timmar på grund av den korta uppvärmningstiden för dessa enheter. Resultaten för detta scenario visade att kraftverk med gas som bränsle ökade sin produktion.

Figur 14 nedan visar referensscenariots modellerade elproduktion och det totala ellastbehovet, samt detsamma för scenario 1 med PHEVs integration, under en veckas tid.



Figur 13: Skillnaden mellan lastkurvorna för referensscenariot och scenario 1

Resultaten visar att trots det är i detta scenario som minst energi till bilarna används, så uppkommer de högsta och mest varierande lasttopparna här. Från den totala systemkostnadens perspektiv så leder detta scenario till högsta uppstartkostnaderna enligt ovan nämnda egenskaper. Tabell 10 visar de väsentliga faktorer som påverkar detta scenarios lastprofil samt de totala systemkostnaderna med PHEVs integration, konsumtionsfaktorn är i detta fall 10,24 %. Under detta scenario har totalt 231 uppstarter av kraftverk, varav 120 är koleldade enheter och resten är gaseldade (111 gånger).

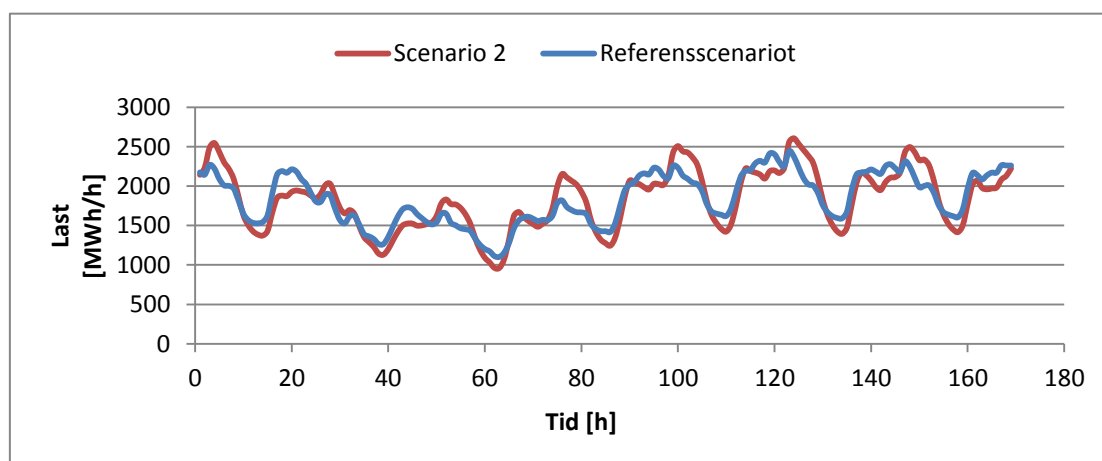
Detta scenario har en uppstartkostnad som ökat med 60 461 Euro och en nettodriftkostnad som ökat med 252 770 Euro, medan dellastkostnaden har minskat med 35 183 Euro. Den totala systemkostnaden ökade med 278 048 Euro.

Tabell 10: Skillnaden i systemkostnader mellan referensscenarioets utan PHEVs integration, och scenario 1 med PHEVs integration.

Scenario	Referensscenarioet	Scenario 1
Konsumtionsfaktor ∂ [%]	-	10.24
PHEVs totala energi [MWh]	-	449 956
Uppstartkostnad för 2000 h i euro [€]	689 327	749 788
Dellastkostnad i euro [€]	19 129 388	19 094 205
Nettoimportkostnad i euro [€]	-95 108 922	-94 392 145
Driftkostnad i euro [€]	107 639 043	107 175 036
Nettodriftkostnad i euro [€]	12 530 121	12 782 891
Total systemkostnad i euro [€]	32 348 836	32 626 884

4.4.3 Scenario 2

När det gäller scenario 2 ökar konsumtionsandelen vilket också leder till att PHEVs energibehov ökar i jämförelse med scenario 1. De totala systemkostnaderna minskar dock något i jämförelse med det första scenariot. Detta beror på att lasttopparna inte är lika höga och intensiva, i enlighet med figur 15 så är det maximala värdet på topparna ca 2485 MWh/h medan för scenario 1 (figur 14), så är det på ca 2700 MWh/h. Detta scenario, tabell 10, har inte startat upp gaseldade enheter i lika stor utsträckning som scenario 1. Detta är anledningen till att uppstartskostnaden är lägre trots att mer energi krävs. En ytterligare aspekt av scenario 2 är att laddningen är mer jämnt fördelad över dagen eftersom laddningen sker vid två långa pauser. Detta leder till att laddningen vid hemmet inte blir lika lång, då laddning även har kunnat ske tidigare under dagen. Fler laddningsmöjligheter innebär alltså en mindre variation av topplasten i systemet, vilket syns i figur 15.



Figur 14: Skillnaden mellan lastkurvorna för referensscenariot och scenario 2.

Resultaten visar att detta scenario, som har en konsumtionsfaktor på 11,84 %, inte stack ut. Både med avseende på lastkurvans mönster och den totala systemkostnaden så ligger detta scenario mellan scenario 1 och 3. Tabell 11 visar de väsentliga faktorer som påverkar denna scenarios lastprofil och de totala systemkostnaderna med PHEVs integration. Under detta scenario sker uppstart av kraftverk totalt 219 gånger varav 124 av dessa är koleldade enheter och resten är gaseldade 95 gånger. Detta scenario har en uppstartskostnad som är 40 932 Euro högre än den för referensscenariot och en nettodriftkostnad som är 264 509 Euro högre, dellastkostnaden har dock minskat med 31 959 Euro. Den totala systemkostnaden ökade med 273 481 Euro.

Tabell 11: Skillnaden i systemkostnader mellan referensscenariot utan PHEVs integration, och scenario 2 med PHEVs integration.

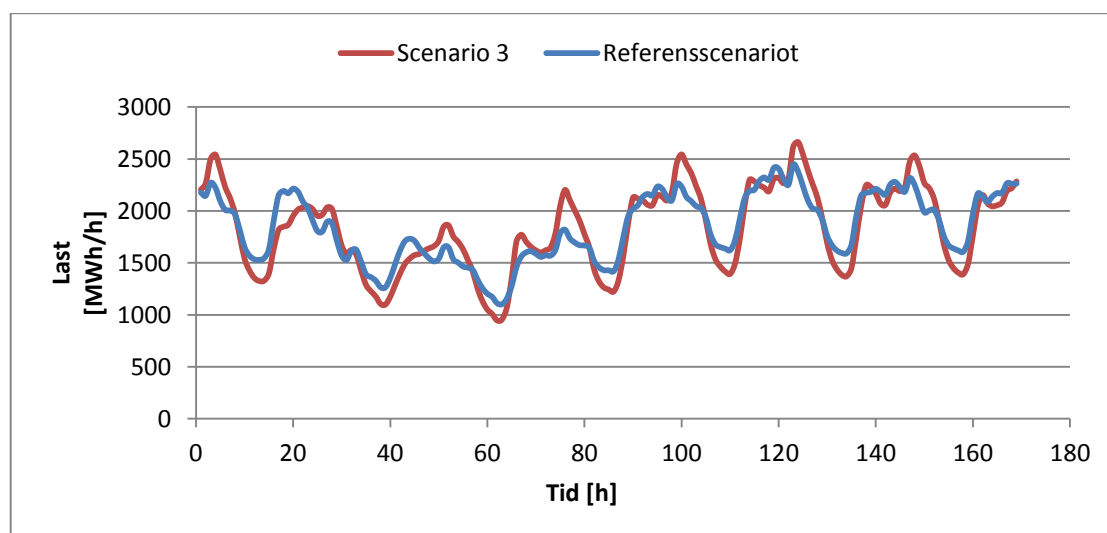
Scenario	Referensscenariot	Scenario 2
Konsumtionsfaktor $\hat{c}$ [%]	-	11.84
PHEVs totala energi [MWh]	-	520 325
Uppstartkostnad för 2000 h i euro [€]	689 327	730 259
Dellastkostnad i euro [€]	19 129 388	19 097 429
Nettoimportkostnad i euro [€]	-95 108 922	-94 376 722
Driftkostnad i euro [€]	107 639 043	107 171 350
Nettodriftkostnad i euro [€]	12 530 121	12 794 630
Total systemkostnad i euro [€]	32 348 836	32 622 317

4.4.4 Scenario 3

Scenario 3 resulterar i den högsta konsumtionsandelen och den högsta totala systemkostnaden. Detta scenario har däremot den lägsta uppstartskostnaden i jämförelse med de två andra scenarierna. Detta beror på att lasttopparna inte är lika höga och intensiva som i scenario 1 som har de högsta topparna på cirka 2700 MWh/h. Enligt figur 16 nedan så är det maximala värdet på topparna för scenario 3 ca 2660 MWh/h. PHEVs laddningsmöjligheter för just detta scenario är de mest fördelade under dygnet jämfört med de andra scenarierna.

En annan konsekvens av denna infrastruktur i scenario 3 är att fler laddningsintervall är möjliga vilket i sin tur medför att bilister har möjlighet att ladda vid fler pauser. Laddning kommer också att kunna ske mer fördelat över dygnet.

Scenario 3 hade högst utnyttjad energimängd eftersom laddningsmöjligheten uppstod oftare, dessutom laddades bilarna vid fler laddningsintervaller. Detta innebär att denna infrastruktur för laddning medför en jämnare fördelning av belastningen på kraftsystemet. Konsumtionsfaktorerna för scenario 2 och 3 skilde sig inte markant från varandra, fördelen med scenario 3 är dock att den bidrar till en jämnare elproduktion då lasten för PHEVs är fördelat över dagen enligt infrastruktur 3. Trots att detta scenario leder till den högsta utnyttjade energimängden för PHEVs, så är inte uppstartskostnaden högst, däremot är både dellastkostnaden och nettodriftkostnaden de högsta av alla scenarier. Enligt resonemanget ovan kan det vara effekten av att de koleldade enheterna var mer på dellastnivå än i de andra scenarierna.



Figur 15: Skillnaden mellan lastkurvorna för referensscenariot och scenario 3.

Resultaten visar att trots att det är i detta scenario som störst mängd energi till bilarna används, så uppkommer inte de högsta och mest varierande lasttopparna här. Från den totala systemkostnadens perspektiv så leder detta scenario inte heller till de högsta uppstartskostnaderna enligt ovan nämnda egenskaper. Tabell 12 visar de väsentliga faktorer som påverkar detta scenarios lastprofil, samt de totala systemkostnaderna med PHEVs integration och en konsumtionsfaktor på 13,38 %. I detta scenario fås totalt 228 uppstarter av kraftverk varav 131 är av koleldade enheter och resten är av

gaseldade 97 gånger. Detta scenario bidrar till en ökning av uppstartkostnaden med 44 197 Euro och en ökning av nettodriftkostnad med 358 708 Euro, medan dellastkostnaden minskade med 29 922 Euro. Den totala systemkostnaden ökade med 372 984 Euro.

Tabell 12: Systemets ekonomiska faktorer som påverkar elproduktion, så som startkostnad och total systemkostnad för scenario 3.

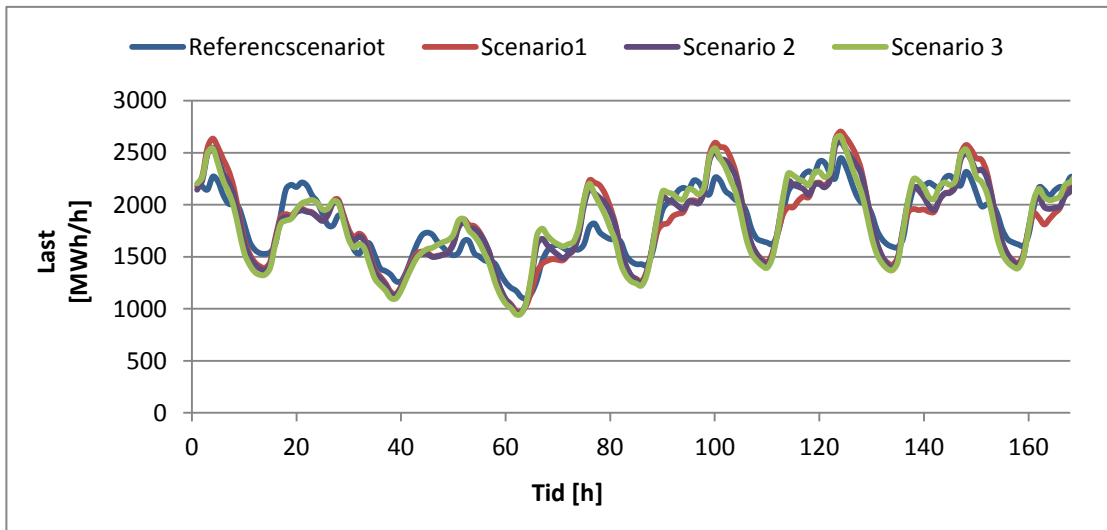
Scenario	Referensscenariot	Scenario 3
Konsumtionsfaktor ∂ [%]	-	13.38
PHEVs totala energy [MWh]	-	587 638
Uppstartkostnad för 2000 h i euro [€]	689 327	733 524
Dellastkostnad i euro [€]	19 129 388	19 099 466
Nettoimportkostnad i euro [€]	-95 108 922	-94 359 568
Driftkostnad i euro [€]	107 639 043	107 248 396
Netto driftkostnad i euro [€]	12 530 121	12 888 829
Total systemkostnad i euro [€]	32 348 836	32 721 820

4.5 Jämförelse av resultat för alla scenarier

Alla resultat som redovisas och beskrivs ovan kommer att jämföras i detta kapitel. Siffrorna som visar resultaten för enskilda scenarier som beskrivs i detta avsnitt hittas sammanfattade i tabell 13 som visas nedan. Detta görs för att skapa en överblick över variationen mellan de analyserade scenarierna. Ellasten för de tre scenarierna med PHEVs integration och referensscenariot illustreras för en veckas intervall i figur 18 nedan för att kunna jämföra dessa. Den totala systemkostnaden som består av driftkostnaden, dellastkostnaden och uppstartkostnaden efter optimering (som varierar på grund av att lasten skiftar) redovisas nedan i både figur 18 och tabell 13.

Tabell 13 visar att den totala systemkostnaden varierar med 372 984 euro mellan scenarierna för den optimerade perioden. Det visade sig att scenario 3 resulterar i den högsta totala systemkostnaden, 32 721 820 euro. Detta trots att varken den totala uppstartkostnaden på 733 524 euro eller dellastkostnaden på 19 099 466 euro är högst jämfört med scenario 1, 2 och referensscenariot. Trots att den totala energikonsumtionen från PHEVs är högst i scenario 3 på 587 638 MWh, så har detta scenario inte de högsta topparna.

Den höga uppstartkostnaden beror på att scenario 1 har de högsta topparna i lastkurvan, enligt figur 18. Ökningen av den totala systemkostnaden mellan scenario 1 och referensscenariot är 278 048 €, där laddning sker under pauser som är 10 timmar eller längre, och trots att det har den minsta konsumtionsfaktorn på 10.24 % så är det inte det billigaste scenariot. Det billigaste scenariot är scenario 2, där den totala systemkostnaden är 4567 € lägre och där konsumtionsfaktorn är 1,6 procentenheter högre än i scenario 1.



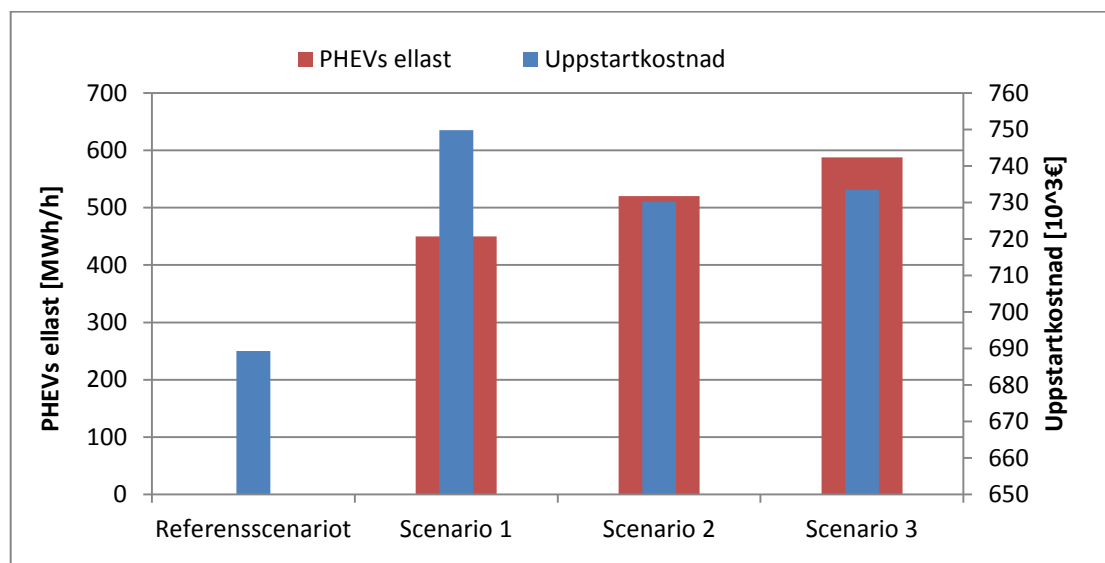
Figur 16: En jämförelse mellan lastkurvorna för alla scenarier.

Som framgår av figur 17 och 18 är scenario 1 inte det optimala fallet, varken från elsystemets perspektiv eller från bilisternas. Det visade sig att av de tre modellerade scenarierna med integration av PHEVs har scenario 2 den lägsta totala systemkostnaden. Skillnaden i total systemkostnad mellan scenario 2 och referensscenariot är 98 003 €. Detta scenario har också den lägsta uppstartkostnaden. Förklaringen till detta fenomen är (som illustreras i figur 17) lastkurvans utseende som ofta har de lägsta topparna. Detta bidrar till en minskning av antalet uppstartade

gaseldade enheter i systemet. Under scenario 2 startade gaseldade enheter 95 gånger och koleldade enheter startade 124 gånger. Konsumtionsfaktorn för scenario 2 ligger ungefär lika långt ifrån scenario 1 (1,6 procentenheter) som ifrån scenario 3 (1,54 procentenheter). Det är däremot stor skillnad i antal uppstartade gaseldade och koleldade enheter för scenario 2 jämfört med scenario 1 och 3. Enligt tabell 9 startar gaseldade enheter upp vid två fler tillfällen under scenario 3 jämfört med scenario 2, medan under scenario 1 sker 16 fler uppstarter av samma kraftverk. De koleldade enheterna startades vid sju fler tillfällen under scenario 3 medan i scenario 1 så skedde detta vid fyra färre tillfällen i förhållande till scenario 2. Variationen i uppstart mellan de modellerade scenarierna beror på PHEVs integration och dess påverkan på lasten, eftersom elkonsumtionen utan PHEVs integration är konstant i alla scenarier.

Den totala uppstartskostnaden för alla fyra scenarier visas i förhållande till PHEVs ellast för respektive scenario i figur 18 nedan. Den visar att scenario 3 har högst konsumtionsfaktor och energiutnyttjande från PHEVs, det har däremot inte högst uppstartskostnad.

Det visas i figur 17 att scenario 3 varken har högst eller mest återkommande toppar, vilket förklarar varför systemets uppstartskostnader inte är högst trots att detta scenario har högst konsumtion, detta framgår tydligt i figur 17 ovan. Då de totala systemkostnaderna jämförs visar det sig att det dyraste scenariot är det tredje (372 984 € dyrare än referensscenariot), där laddning sker under pauser som är 2 till 6 timmar, 6 till 10 timmar eller 10 timmar eller längre. Trots att scenario 1 inte är dyrtast med avseende på den totala systemkostnaden så har det den minsta konsumtionsandelen, 10,24%, vilket gör att det inte hamnar bland de optimala scenarierna eftersom det har ett laddningsintervall som kräver långa pauser mellan körningar. Detta scenario har dessutom den högsta uppstartskostnaden i jämförelse med andra scenarier, referensscenariots kostnad är 60 461 € lägre. Dessutom har scenario 1 bara ett laddningsintervall som sker mer eller mindre med start på eftermiddagen och når sin topp mellan 19:00 och 20:00 beroende på veckodag.



Figur 17: Resultatet för referensscenariots samt alla 3 scenariers totala uppstartskostnader i förhållande till PHEVs ellast.

I tabell 13 redovisas de variabler som påverkar kostnaderna för alla scenarier för alla de modellerade kraftverken som uppstår på grund av elproduktionens lastskiftning. Kostnaderna redovisas i euro för hela optimeringsperioden, det vill säga under 2000 timmar.

Dellastkostnaden är lägre för alla tre scenarier jämfört med referensscenariot. Däremot är nettodriftkostnaden dyrast för scenario 3, följt av scenario 2 och där det billigaste är scenario 1, jämfört med referensscenariot. Den maximala skillnaden i nettodriftkostnad är 358 708 Euro.

Tabell 13: Alla scenariers startkostnad och totala systemkostnad, inklusive de varierande konsumtionsfaktorerna och PHEVs totala energikonsumtion.

Scenarier	Referensscenariot	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Konsumtionsfaktor [%]	-	10.24	11.84	13.38
PHEV totala energibehov [MWh]	-	449 956	520 325	587 638
Uppstartkostnad för 2000 h [€]	689 327	749 788	730 259	733 524
Dellastkostnad [€]	19 129 388	19 094 205	19 097 429	19 099 466
Nettoimportkostnad [€]	-95 108 922	-94 392 145	-94 376 722	-94 359 568
Driftkostnad [€]	107 639 043	107 175 036	107 171 350	107 248 396
Netto driftkostnad [€]	12 530 121	12 782 891	12 794 630	12 888 829
Total systemkostnad [€]	32 348 836	32 626 884	32 622 317	32 721 820

5 DISKUSSION

5.1 Indata och antaganden

En aspekt som är viktig att ha i åtanke när det resoneras kring de tre scenarierna är att infrastrukturerna tillhör respektive scenario. För att implementera någon av de tre infrastrukturerna krävs en stor investeringskostnad. Den dyraste av de tre infrastrukturerna är självklart nummer 3 eftersom den möjliggör långsam laddning vid tre olika pauser: 2-6 timmar, 6-10 timmar och 10 timmar och uppåt. Detta innebär att det skall investeras i långsamma laddningsstationer vid mer eller mindre alla parkeringsplatser, stora som små. Kostnaden för infrastruktur 2 bör skilja sig markant från kostnaden för infrastruktur 3 eftersom infrastruktur 2 möjliggör långsam laddning vid pauser på 6-10 timmar och 10 timmar och uppåt. Långsamma laddningsstationer uppförs i detta fall vid stora parkeringsplatser, eftersom det antas att det är där parkering sker vid dessa pauser. Utifrån detta resonemang kan slutsatsen dras att scenario 2 är mer lämpat att implementera baserat på investeringskostnaden, jämfört med infrastruktur 3. Den infrastruktur som antas kosta minst är infrastruktur 1, eftersom den erbjuder laddningsmöjligheter vid pauser på 10 timmar och uppåt, vilket innebär att pausen sker vid bilförarens hem. Enligt resultaten är dock scenario 2 den infrastruktur som kostar minst från elsystemets perspektiv, då PHEVs integreras. I detta fall är PHEVs totala ellastbehov 0,52 TWh och den totala elsystemkostnaden är som lägst. I scenario 1 blev den totala ellasten för PHEVs inte mer än 0,45 TWh och dess totala elsystemkostnad hamnade mellan de för scenario 2 och 3. I scenario 3 har 0,59 TWh el förbrukats av PHEVs och dess totala systemkostnad var högst.

Ett mer realistiskt laddningsmönster, oavsett infrastruktur, är att bilen kommer att laddas så fort den har parkerat, oavsett längden på pausen. Detta kan regleras med en smart styrning när det är nödvändigt. Trots detta påstående så är denna studie fortfarande relevant eftersom den uppskattar energimängden bilarna kräver och lastvariationen som fås som påverkar elsystemets totala produktionskostnad. Detta är väldigt viktig ur elsystemets perspektiv eftersom kraftproduktionen alltid måste vara i balans med efterfrågan. En sådan typ av analys kan alltså uppskatta bilarnas elbehov och de medföljande kostnaderna. Det måste dock understrykas att laddningsinfrastrukturen är viktig vid implementering och att den är väl genomtänkt. Självklart räcker det inte bara att välja rätt laddningsinfrastruktur när PHEVs ska integreras i elsystemet, men för framtida mål är det av stor vikt att välja rätt så att det planeras för rätt implementering från början. Valet av infrastruktur bör vara anpassat både för elsystemet samt elförbrukarens laddningsbehov. Resultaten pekar på vikten av vilken påverkan valet av infrastruktur har när PHEVs integreras i elsystemet, eftersom enligt resultatet ingen av de antagna infrastrukturerna direkt är till hjälp för elsystemet. Därför dras slutsatsen att det är av stor vikt att överväga och analysera valet av infrastruktur för att PHEVs ska integreras på bästa sätt.

5.2 PHEVs integrering med förnybar produktion

För att kunna dra slutsatser om PHEVs integration tillsammans med förnybar elproduktion från de modellerade scenarierna 1, 2 och 3 måste en jämförelse mellan elproduktionssystemet med och utan vindproduktion analyseras. Denna analys utfördes av (23) och kom fram till resultatet att ett elproduktionssystem med vindkraft med säkerhet skiljer sig från ett utan vindintegration. Både dellast och antal uppstarter

av enheterna ökade i ett elproduktionssystem med vindkraft i jämförelse med ett utan vindkraft.

Eftersom den förnybara energikällan (vindkraft) redan är integrerad och dess indata är densamma i alla de modellerade scenarierna, kan därför ingen slutsats dras från detta resultat hur denna påverkar elproduktionen vid införandet av PHEVs. Förvisso har vindkraft ingen bränslekostnad och väldigt låga produktionskostnader utöver att den har en väldigt liten miljöpåverkan, men dess intermittenta karaktär orsakar att värmeenheterna ökar sin varmhållning utan att generera el, vilket leder till ökad dellast och till denna hörande kostnader. Resultaten visade även att varken i referensscenariot eller i scenario 1, 2, och 3 reducerades produktionen från vindkraft under den optimerade perioden. Det kan därför inte dras någon slutsats angående om någon av dessa tre infrastrukturer var till hjälp när det gäller förnybar (vindkraft) elproduktion.

5.3 PHEVs påverkan på kraftproduktionssystemet

Resultaten pekar på att oavsett scenario och dess infrastruktur leder integrationen av PHEVs i elsystemet till en större belastning för detta, enligt tabell (14) och figur (18). Detta pekar på vikten av en integrationsstrategi mellan PHEVs och elsystemet. Enligt tabell (14) ökar systemkostnaden, oavsett scenario med PHEVs integration.

En studie av liknande elsystem (7) har analyserat ett antal scenarier för laddning av PHEVs. Det första innebär laddning vid pauser som sker när bilen är parkerad för natten, vilket liknar denna studies scenario 1. Det andra scenariot beskriver hur PHEVs laddning ser ut då laddningen för natten fördröjs med en timme vid start. Det sista scenariot erbjuder en flexibel mekanism som beror på en aktiv kontroll, det vill säga en inbyggd intelligens för både laddning och urladdning av PHEVs för att hjälpa elsystemet med enheternas genererings- och belastningssituation. Slutsatsen som drogs i denna studie var att PHEVs integration vid laddningen som liknar scenario 1, riskerar att öka koldioxidutsläppen på grund av att PHEVs startar laddningen när elsystemet redan upplever en topp. Dessutom riskeras en minskning av mängden termiska enheter som kan köras kontinuerligt. Resultatet från studien liknar denna studies resultat som visas i kapitel 4.4.2, där kvällstopparna under PHEVs integration ökade. Det var just detta scenario som stack ut när det gällde antal uppstartade enheter.

En annan slutsats som (7) kom fram till var att PHEVs kan integreras till elsystemet med en aktiv integrationsstrategi för att hjälpa elsystemet. Förvisso har källan använt sig av olika konsumtionsandelar där PHEVs integreras med 3 %, 12 % och 20 % av det totala elbehovet. Dock pekar båda studiernas resultat mot samma slutsats, nämligen att PHEVs integration, oavsett belastningsscenario, kräver en aktiv integrationsstrategi. Ytterligare en studie med liknande slutsats är (5): dess resultat pekar också på att med flexibel PHEV-laddning med en förskjutning av laddningsbehovet kan belastningstoppar mildras.

5.4 PHEVs och framtiden

Enligt figur 7 skiljer sig inte scenarierna sig åt nämnvärt när det kommer till laddningsandel. Detta betyder att det finns ett mönster för hur och när laddningstoppar kommer att inträffa under dygnet, vilket visas i figur 8, och självklart beror det på antalet bilar som är integrerade i elsystemet. Topparna för laddning under alla tre scenarier inträffade under tiden på dygnet då elkonsumtionen redan är som högst.

Från resultatet så framträder tydligt att ökade laddningsalternativ leder till ett minskat avstånd mellan topp och dal i ellasten i scenario 3. Elnätet kommer med stor sannolikhet att påverkas av den stora förändring som PHEVs kommer att medföra när dessa blir en del av elbehovet, på grund av dess laddningsintervall. Kunskap om bilägarens körmönster och fordonens tillgängliga tider för laddning kan möjliggöra en uppskattning av den ellast som behövs för PHEVs, vilket kan vara till hjälp för elsystemet eftersom det alltid måste finnas en balans mellan elproduktion och elkonsumtion.

För långa körsträckor behöver det inte vara ett problem med urladdade batterier i PHEVs, eftersom det finns en möjlighet att använda bensin/diesel som bränsle istället. Dessutom är det fullt möjligt att ladda litiumbatterier på kort tid. Nackdelen med snabbladdning är kostnaden. För att kunna leverera tillräckligt stora effekter krävs särskilda elektronikkomponenter som är väldigt dyra. En annan lösning som komplement till att ladda batteriet kan vara att helt enkelt byta ett urladdat batteri mot ett fulladdat. Att byta batteri behöver inte vara svårare än att köra in och kontrollera oljan och spolarvätska på en konventionell bil. Denna metod kan även användas vid ett nödläge. På så sätt så kan laddning ske till 100 % när elsystemet behöver regleras och effekten blir att variationer i efterfrågan kan dämpas. Det skulle betyda att en investering i infrastruktur för laddningsstationer minimeras för långsamladdning och denna typ av laddning är den enda som kan komma att behövas vid bostaden och arbetsplatsen. Valet av infrastruktur för laddningsstationer är viktig då allmänheten ska övertygas att investera i elektrificerade bilar. I ett sådant fall gäller det att laddningsmöjligheten är utspridd och lättillgänglig. Scenario 3, där laddningsmöjligheten är störst, passar bäst överens med detta eftersom laddning under tvåtimmars pauser också är möjlig. Trots detta så kommer troligtvis infrastruktur nummer två att implementeras inom den närmsta framtiden eftersom den är näst billigast och lättast att bygga. Den har även rätt spridning för att övertyga allmänheten att ett byte från fordon som drivs av fossila bränslen till elfordon är möjligt.

Enligt resultaten som presenterades ovan är scenario 3 det som passar bäst för kraftsystemet och för bilisterna. I detta scenario finns möjligheten att ladda oftare vilket innebär att elektricitet kommer att användas i en större utsträckning för att driva fordonet. Även om detta innebär att elförbrukningen för PHEVs ökar, bidrar det inte till höga belastningar på elkraftsystemet tack vare att laddning sker ofta i detta scenario. På grund av detta minimeras antalet höga toppar i jämförelse med scenario 1, i figur 17 illustreras att det är just detta scenario som har näst minst antal lasttoppar. Detta scenario hade inte lägst lasttoppar, men det resulterade likväl i en inte allt för stor skillnad mellan kostnader i kraftsystemet jämfört med scenario 2 som har 1,54 % -enheter lägre konsumtionsandel för PHEVs. Enligt tidigare resonemang är inte scenario 1 ett bra alternativ jämfört med scenario 2 och 3. Av dessa är scenario 3 dock det bästa för lastprofilen, men inte för den totala systemkostnaden, detta scenario kommer däremot medföra att PHEVs kommer att köras till största delen på el.

Diskussion kring införandet av val för infrastruktur är av stor vikt för framtida planer. Vilken laddningsinfrastruktur man väljer påverkar både utförande och kostnader olika beroende på om det gäller V2G eller G2V. Därför är det inte bara frågan om vilken infrastruktur som är mest lämplig för elsystemet som är viktig, utan när införandet av infrastruktur kommer att implementeras. Då är frågan om i vilken utsträckning infrastrukturen skall vara till hjälp för elproduktionssystem med intermittent kraftproduktion.

En annan viktig aspekt som också bör nämnas är att denna studie har antagit att alla bilar konverteras till PHEVs. Detta är långsökt inom de närmaste decennierna, det är däremot inte omöjligt att öka PHEVs antal med olika politiska insatser såsom utbyggnad av infrastrukturen samt införandet av subventioner för bilägarna att konvertera sina bilar till PHEVs. I framtiden kan detta leda till att antalet PHEVs ökar och att en bilpark som består av 100 % PHEVs är mer sannolik. Att realisera infrastruktur 2 inom en snar framtid är möjligt och trovärdigt.

En uppskattning av laddningen av PHEVs kan skapa incitament för investeringar i laddningsstationer. Strategier för att sprida ut laddningstider över dygnet kan vara till hjälp för att upprätthålla balansen mellan produktion och konsumtion av elektricitet, speciellt när en stor mängd av elkraften kommer från intermittenta källor. Det underlättar att hitta strategier för V2G när elsystemet och infrastrukturen för G2V redan är implementerade.

Att förutspå framtiden är mycket osäkert, vissa antaganden som görs behöver inte nödvändigtvis stämma. Det är dock säkert att elproduktion från förnybara energikällor i kombination med V2G ökar försörjningstryggheten och minskar koldioxidutsläpp. Denna rapport har inte tagit hänsyn till några investeringskostnader, men det är av stor vikt att undersöka och analysera investeringar i infrastruktur och elproduktionssystem samt kostnader och lönsamhet för PHEVs för bästa möjliga övergång från fossila bränslen till mer förnybar elproduktion. Möjligheten till att sammankoppla elproduktionen från intermittenta energikällor och deras oförutsägbara kraftproduktion och PHEVs energibehov har en stark korrelation. Eftersom elproduktionen utan PHEVs integration är relativt förutsägbar, trots en ökad efterfrågan på el, skulle en möjlig lösning vara att hantera vindkraftsvariationen genom PHEVs integration och ett smart elnät. Ett annat alternativ som nämndes i introduktionen, är att elbilen blir en del av day-ahead-marknaden där schemaläggning av laddningen sker utifrån elmarknadens pris. Detta skulle kunna var ett sätt att hjälpa elsystemet att hantera intermittenta energikällor.

6 SLUTSATS

Resultatanalysen visar tydligt att oavsett vilket av de tre infrastrukturerna med PHEVs integration i elsystemet som väljs så medför det en ökning av den totala systemkostnaden. För alla tre scenarierna leder PHEVs integration till en ökad lastvariation. Detta tyder på att PHEVs laddningstider måste kontrolleras aktivt med någon sorts styrning. Behov av aktiv styrning har indikerats i tidigare studier, där laddningsmönster approximerats baserat på pendlingsvanor. Det här arbetet, där laddningsmönster baseras på data över bilars rörelse, bekräftar behovet av aktiv styrning.

Konsekvensen av passiv laddning av PHEVs beror av laddningsinfrastrukturen. Enligt resultaten som har redovisats är scenario 1, där fordon bara laddas under pauser som är längre 10 timmar, det näst dyraste från elsystemets perspektiv, det har den minsta konsumtionsfaktorn och den lägsta ellasten från PHEVs. Scenario 1 har även högst toppar enligt analysen och det är på grund av att laddningen inträffar vid samma tidsintervall på dygnet som efterfrågan av el från hushåll och industri är hög. Sammantaget är scenario 1 inte det bäst lämpade, varken från elsystemets perspektiv eftersom kostnaderna ökar, eller från bilisternas perspektiv för att laddningen bara sker vid pauser som är 10 timmar och uppåt. Som framgår av den totala systemkostnaden är inte heller scenario 3, där fordon laddas under pauser som är 2 timmar eller längre, det optimala fallet för elsystemet, men däremot från bilisternas perspektiv eftersom de kan ladda bilbatterierna oftast i detta scenario. Scenario 3 hade högst utnyttjad energimängd eftersom laddningsmöjligheten uppstod oftare, då bilarna laddades vid fler intervaller. Detta innebär att denna infrastruktur för laddning medför en jämnare fördelning av belastningen på kraftsystemet. Från infrastrukturens perspektiv är det dock inte det optimala fallet eftersom det har den högsta investeringskostnaden.

Resultaten pekar på att scenario 2, där fordon laddas under pauser som är längre än 6 timmar, är den infrastruktur som kostar minst från elsystemets perspektiv, då PHEVs integreras. Resultaten för scenario 2 är mer lämpat att implementera baserat på investeringskostnaden, jämfört med infrastruktur 3. Den infrastruktur som antas kosta minst är infrastruktur 1, eftersom den endast erbjuder laddningsmöjligheter vid pauser på 10 timmar och uppåt, vilket innebär att pausen sker vid fordonets bestämda parkeringsplats.

7 LITTERATURFÖRTECKNING

1. Elforsk. *Laddning av eldrivna fordon. Laddning av eldrivna fordon, State-of-the art 2008*. Elforsk rapport 09:60.
2. Stridh, Ola. *Utbyggnadsplan för laddinfrastruktur inom Uppsalahem AB:s bostadsområden*. 2010. Diss, Uppsala universitet.
3. Vattenfall. www.vattenfall.se. 2013. [online]
Tillgänglig på:
[http://www.vattenfall.se/sv/vara-investeringar-foer-ett-stabilt-elnat-
fortsattning.htm?WT.ac=search_success](http://www.vattenfall.se/sv/vara-investeringar-foer-ett-stabilt-elnat-fortsattning.htm?WT.ac=search_success).
[Åtkomst 16 april 2013]
4. Kiviluoma, Juha och Meibom, Peter. "Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either *smart* or *dumb* electric vehicles." *Energy* 36.3 (2011): 1758-1767.
5. Grahn, Pia. *Electric Vehicle Charging Impact on Load Profile*. 2013. Diss, KTH.
6. Göransson, Lisa; Karlsson Sten, och Johnsson, Filip. "Plug-in hybrid electric vehicles as a mean to reduce CO2 emissions from electricity production." *Proceedings to EVS24, Stavanger* (2009).
7. Göransson, Lisa; Karlsson Sten, och Johnsson, Filip. "Integration of plug-in hybrid electric vehicles in a regional wind-thermal power system." *Energy Policy* 38.10 (2010): 5482-5492.
8. Andersson, Sara-Linnéa., A K Elofsson, M D Galus, L Göransson, S Karlsson, F Johnsson, G Anderssonl. "Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany." *Energy policy* 38.6 (2010): 2751-2762.
9. Balram, Pavan; Le Anh, Tuan och Bertling Tjernberg, Lina. "Effects of plug-in electric vehicle charge scheduling on the day-ahead electricity market price." *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*. IEEE, 2012.
10. Kullingsjö, Lars-Henrik, och Karlsson, Sten. "Estimating the PHEV potential in Sweden using GPS derived movement patterns for representative privately driven cars." *Proceedings to EVS26, Los Angeles, Maj 6-9 2012*. 2012.
11. Andreas, Hanning. 2013. [online]
Tillgänglig på:
<http://ekologistas.se/miljopolitik/bensinprisanalys-uppenbart-att-det-kommer-att-stiga/>
[Åtkomst 2 mars 2013].
12. Larsson, Örjan. *Ladda för nya marknader: elbilens konsekvenser för elnät, elproduktionen och servicestrukturer*. VINNOVA, 2010.
13. Juul, Nina. "Battery prices and capacity sensitivity: Electric drive vehicles." *Energy* 48.1 (2012): 403-410.

14. Trafikanalys. 2013. www.trafa.se. [online]
Tillgänglig på:
<http://www.trafa.se/sv/Statistik/Vagtrafik/>.
[Åtkomst 5 maj 2013].
15. Statistiska centralbyrån. 2013. www.scb.se. [online]
Tillgänglig på:
http://www.scb.se/Statistik/TK/TK1001/Fordon_2008.pdf.
[Åtkomst 20 februari 2013].
16. Kullingsjö, Lars-Henrik och Karlsson, Sten. "The Swedish car movement data project". "The Swedish car movement data project." *Proceedings to EECV Brussels, Belgium, November 19-22, 2012*. 2012.
17. Miljömål. 2013. <http://www.miljomal.se>. [online]
Tillgänglig på:
<http://www.miljomal.se/Miljomalen/Allaindikatorer/Indikatorsida/?iid=87&pl=2&t=Lan&l=1>
[Åtkomst 23 januari 2013].
18. Lindblad, Liselotte. *Deployment Methods For Electric Vehicle Infrastructure*. Diss. Uppsala Universitet, 2012.
19. ABB. "Towards Winning Business Models for the EV-Charging Industry". 2013.
<http://www.abb.se>. [online]
Tillgänglig på:
[http://www05.abb.com/global/scot/scot344.nsf/veritydisplay/472865366f28bfc9c1257990003fbda2/\\$file/4EVC200801-AREN_TowardsWinningBusinessModels.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot344.nsf/veritydisplay/472865366f28bfc9c1257990003fbda2/$file/4EVC200801-AREN_TowardsWinningBusinessModels.pdf)
[Åtkomst 4 februari 2013].
20. GAMS. 2013. www.gams.com. [online]
Tillgänglig på:
<http://www.gams.com/docs/intro.htm>
[Åtkomst 20 februari 2013].
21. Danmarks statistik. 2013. [online]
Tillgänglig på:
<http://dst.dk/da/>
[Åtkomst 31 januari 2013].
22. ABB. 2013. www.abb.se. [online]
Tillgänglig på:
[http://www05.abb.com/global/scot/scot344.nsf/veritydisplay/472865366f28bfc9c1257990003fbda2/\\$file/4EVC200801-AREN_TowardsWinningBusinessModels.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot344.nsf/veritydisplay/472865366f28bfc9c1257990003fbda2/$file/4EVC200801-AREN_TowardsWinningBusinessModels.pdf).
[Åtkomst 4 februari 2013].
23. Göransson, Lisa, and Filip Johnsson. "Dispatch modeling of a regional power generation system—Integrating wind power." *Renewable Energy* 34.4 (2009): 1040-1049.
24. Danmark regions svg. 2013. [Online]
Tillgänglig på:
http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Denmark_regions.svg?uselang=sv#filelinks
[Åtkomst 20 februari 2013].

25. Göransson, Lisa. "The impact of wind power variability on the economic dispatch". Opublicerad doktorsavhandling vid institutionen för energi och miljö, avdelningen för energiteknik, Chalmers tekniska högskola. Publiceras under 2014.
26. Weber, Christoph. *Uncertainty in the electric power industry: methods and models for decision support*. Volym 77. Springer, 2005.

BILAGA A - INDATA FÖR KÖRMÖNSTER, KRAFTVERK

A.1 Enheternas egenskaper

Tabell 14: Enheternas uppstartskostnader som visas i tabellen nedan beskriver den kostnad som uppstår varje gång en enhet startar. Enheten måste vara varm för att generera el. Uppstartskostnaden beräknas genom att multiplicera bränslekostnad [€/MWh] med kapacitet [MW], lägsta verkningsgrad [%] och uppstartstid [h].

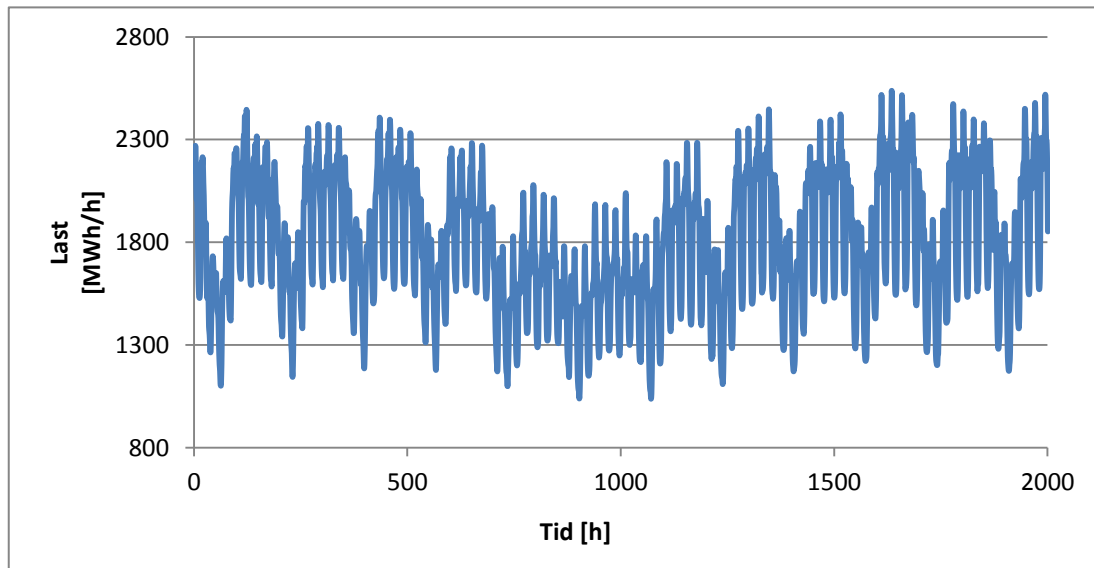
Enheter Bränsle	Bränslekostnad [€/MWh]	Maxkapa- citet [MW]	Uppstart- tid [h]	Uppstartskostnad [€/MW]
Enstedverket Bio & kol	5.4	660	4	28.8
Fynsverket Gas	10.9	266	1	12.1
Fynsverket Kol	5.4	347	4	26.2
Nordjyllandsverket1 Kol	5.4	295	4	29.5
Nordjyllandsverket2 Kol	5.4	411	4	28.1
Skerbeverket Kol & olja	26.5	100	4	100.1
Skerbeverket Gas	10.9	392	1	12.7
Studstrupverket1 Kol	5.4	350	4	27
Studstrupverket2 Kol	5.4	350	4	27.7
Esbjergverket Kol	5.4	377	4	27.9
Herningeverket Bio & gas	10.9	85	2	16.7
Liten gas CHP Gas	-	1 018.5	-	-
Liten bio CHP Bio & gas	-	80.4	-	-
Liten coal CHP Bio	-	210.2	-	-
Silkeborg CHP Mix	-	98.5	-	-
Reservenheter	-	500	-	-
Vindkraft	-	2 374	-	-

A.2 Personbilars körvanor

Tabell 15: Indata för individuella personsbilars körvanor. Tabellen ger mätdata för scenario 3, och visar typiska filtrerade körmönsterindata under en vecka där resor med en sträcka längre än 2 km passerar denna filtrering och alla andra resor utelämnas.

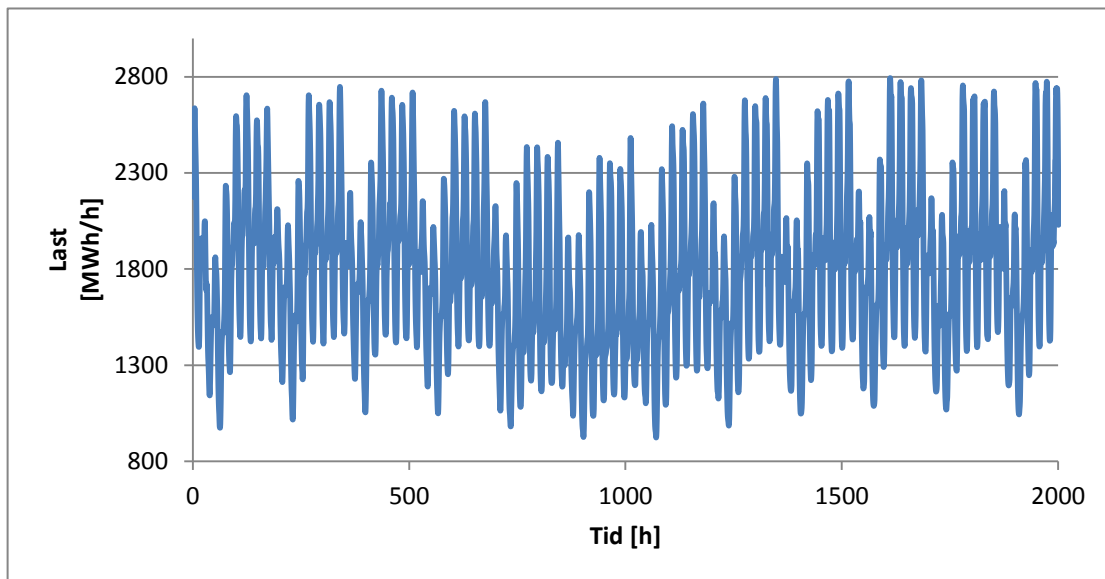
Scenario 3							
2-6 timmar		6-10 timmar		10 timmar och uppåt		laddningsandel under ett dygn	
4000	0.106627	4000	0.011003	4000	0.188303	4000	0.305934
4001	0.088057	4001	0.01024	4001	0.270874	4001	0.369171
4002	0.081745	4002	0.009476	4002	0.369904	4002	0.461125
4003	0.083546	4003	0.008073	4003	0.429354	4003	0.520973
4004	0.074989	4004	0.007302	4004	0.408774	4004	0.491065
4005	0.05211	4005	0.007613	4005	0.355939	4005	0.415663
4006	0.033485	4006	0.008673	4006	0.28801	4006	0.330169
4007	0.018562	4007	0.009772	4007	0.211315	4007	0.239649
4008	0.009055	4008	0.009554	4008	0.149105	4008	0.167714
4009	0.004917	4009	0.010793	4009	0.096232	4009	0.111942
4010	0.002322	4010	0.010551	4010	0.065459	4010	0.078332
4011	0.001395	4011	0.007691	4011	0.037358	4011	0.046444
4012	0.001262	4012	0.00706	4012	0.019731	4012	0.028054
4013	0.000358	4013	0.006803	4013	0.010637	4013	0.017799
4014	0.001769	4014	0.006795	4014	0.007224	4014	0.015788
4015	0.004793	4015	0.008915	4015	0.008447	4015	0.022155
4016	0.006515	4016	0.011221	4016	0.010045	4016	0.027781
4017	0.01186	4017	0.014175	4017	0.012741	4017	0.038776
4018	0.032924	4018	0.020923	4018	0.017136	4018	0.070984
4019	0.059739	4019	0.02496	4019	0.026098	4019	0.110797
4020	0.09292	4020	0.026947	4020	0.058274	4020	0.178141
4021	0.118846	4021	0.031334	4021	0.102435	4021	0.252616
4022	0.138515	4022	0.030298	4022	0.132234	4022	0.301048
4023	0.147952	4023	0.029971	4023	0.174307	4023	0.35223

A.3 Referensscenariot, lastprofil utan PHEVs integration



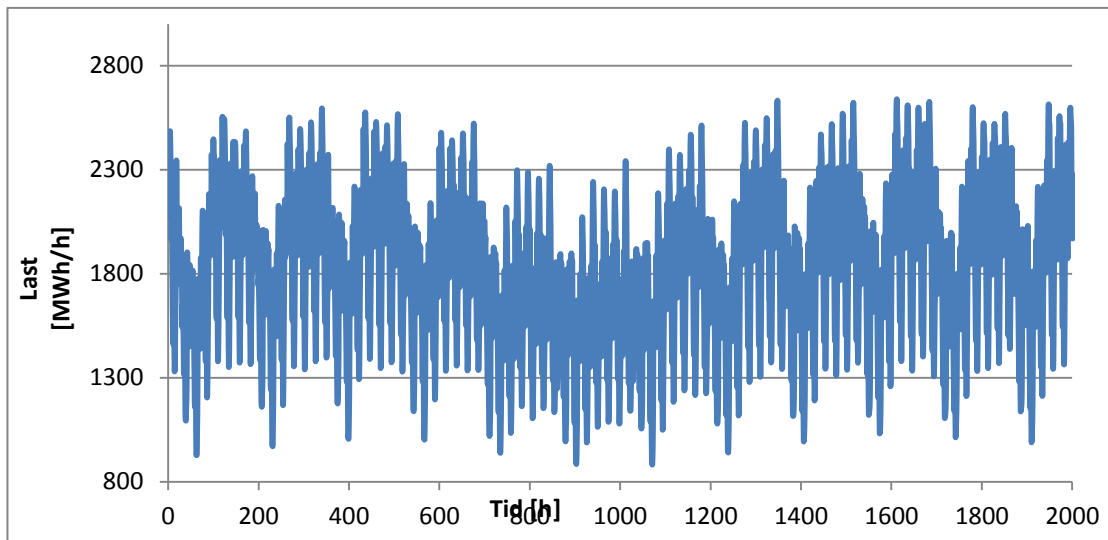
Figur 19: Referensscenariots modellerade elproduktion och totala ellastbehov utan integration av PHEVs under hela optimeringstiden. Grafen visar den genererade mängden elektricitet per timme som funktion av tid under 2000 timmar. Elbehovet kan variera, men där mönstret i stort sett är veckovis återkommande.

A.4 Scenario 1, lastprofil med PHEVs integration under laddningsintervaller på 10 timmar och uppåt



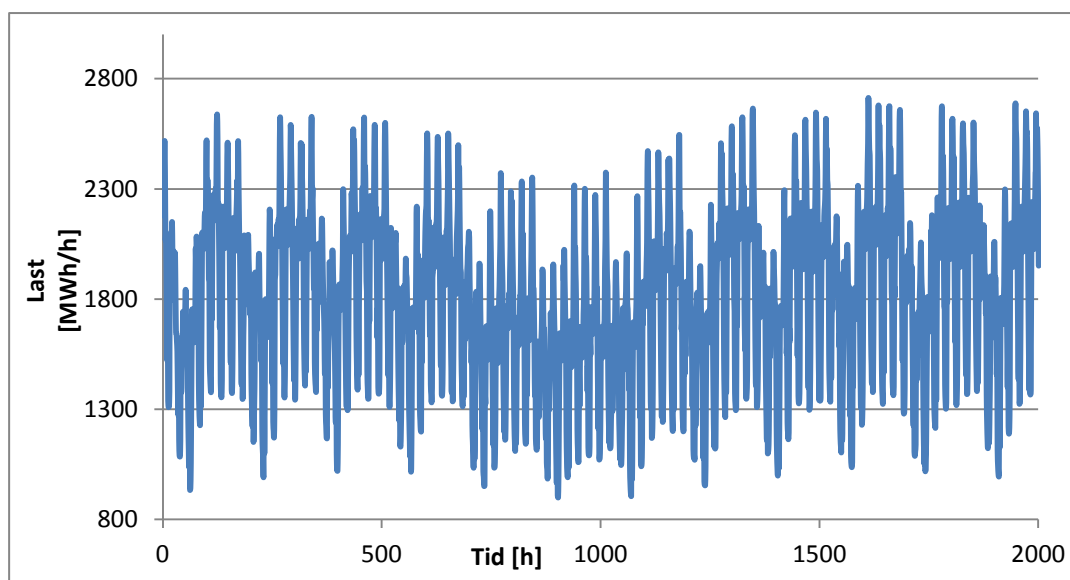
Figur 20: Scenario 1:s modellerade elproduktion och totala ellastbehov med integration av PHEVs under hela optimeringstiden. Grafen visar den genererade mängden elektricitet per timme som funktion av tid under 2000 timmar. Elbehovet kan variera, men där mönstret i stort sett är veckovis återkommande.

A.5 Scenario 2, lastprofil med PHEVs integration under laddningsintervaller på 6 till 10 timmar och 10 timmar och uppåt



Figur 21: Scenario 2:s modellerade elproduktion och totala ellastbehov med integration av PHEVs under hela optimeringstiden. Grafen visar den genererade mängden elektricitet per timme som funktion av tid under 2000 timmar. Elbehovet kan variera, men där mönstret i stort sett är veckovis återkommande

A.6 Scenario 3, lastprofil med PHEVs integration under laddningsintervaller på 2 till 6 timmar, 6 till 10 timmar och 10 timmar och uppåt



Figur 22: Scenario 3:s modellerade elproduktion och totala ellastbehov med integration av PHEVs under hela optimeringstiden. Grafen visar den genererade mängden elektricitet per timme som funktion av tid under 2000 timmar. Elbehovet kan variera, men där mönstret i stort sett är veckovis återkommande.