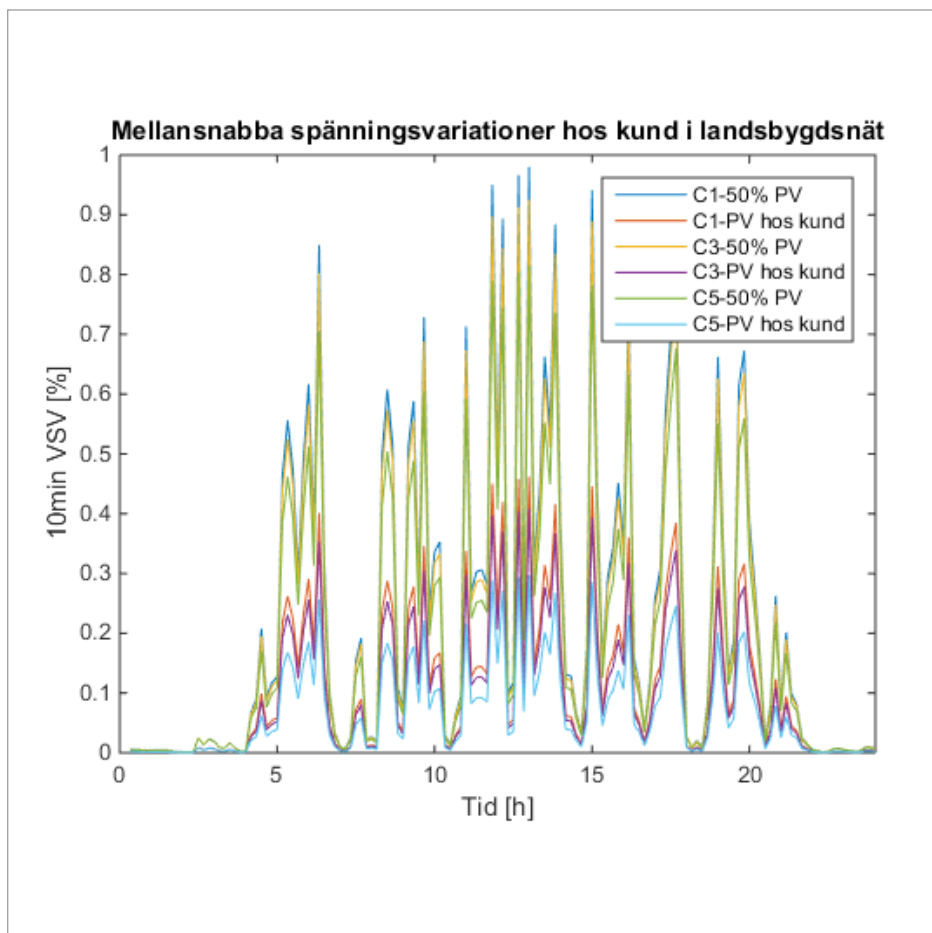


FORTSÄTTNINGSPROJEKT SPÄNNINGSVARIATIONER OCH INTERMITTENT PRODUKTION

RAPPORT 2018:472



Fortsättningsprojekt Spänningsvariationer och intermittent produktion

SUSANNE ACKEBY OCH MAGNUS SPEYCHAL

ISBN 978-91-7673-472-8 | © Energiforsk februari 2018

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Detta projekt, som ingår i programmet Smarta Elnät, är ett fortsättningsprojekt på ett tidigare Elforsksprojekt "Spänningsvariationer och intermittent produktion", Elforskrapport 2014:42. Syftet var att fortsätta arbetet genom en utökad studie av mellansnabba (1s – 10 min) spänningsvariationer i distributionsnät, orsakade av intermittenta produktionskällor, samt hur dessa kan begränsas för att undvika negativa konsekvenser som t. ex. oönskad bortkoppling av PV-anläggningar.

En del av projektet innebar insamling av mätdata från ett antal källor (mestadels olika typer av nät med olika andel förnyelsebara produktionskällor). Den tidigare utvecklade VSV-metoden användes för att klassificera spänningsvariationerna och jämföra dessa mellan olika nät. Simuleringar genomfördes för att studera inverkan från PV-anläggningar på spänningsvariationerna i denna tidsskala. Projektet kommer med förslag på anpassning av standarder för att kvantifiera de negativa konsekvenserna med mellansnabba spänningsvariationer och ger rekommendationer till tillverkare av mätinstrument.

Susanne Aceby på STRI AB är projektledare för projektet och hon arbetar tillsammans med Magnus Speychal, STRI AB, som också är en expert inom området.

Programmets Smarta Elnät programstyrelse, som initierat, följt upp och godkänt projektet, består av följande ledamöter:

- Peter Söderström, Vattenfall Eldistribution AB (ordförande)
- Torbjörn Solver, Mälarenergi AB (vice ordförande)
- Mira Rosengren Keijser, Svenska kraftnät
- Patrik Björnström, Sveriges ingenjörer (Miljöfonden)
- Kristina Nilsson, Ellevio AB
- Björn Ållebrand, Trafikverket
- Ferruccio Vuinovich, Göteborg Energi AB
- Per-Olov Lundqvist, Sandviken Energi AB
- Claes Wedén, ABB AB
- Daniel Köbi, Jämtkraft AB
- Hannes Schmied, NCC AB
- Mats Bergström, Umeå Energi Elnät AB
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft AB
- Henric Johansson, Jönköping Energi AB
- David Håkansson, Borås Elnät AB
- Peter Addicksson, HEM AB
- Matz Tapper, Energiföretagen Sverige (adjungerad)
- Anders Fredriksson, Energiföretagen Sverige (adjungerad)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet i programmet Smarta Elnät.

Energiforsk framför ett stort tack till samtliga företag för värdefulla insatser:

- Sveriges Ingenjörer, Miljöfonden
- Vattenfall Eldistribution AB
- Ellevio AB
- Svenska Kraftnät
- Trafikverket
- Göteborg Energi AB
- Elinorr ekonomisk förening
- ABB AB
- Mälarenergi Elnät AB
- Krafringen Nät AB
- Jämtkraft AB
- NCC Construction Sverige AB
- Akademiska Hus
- Elsäkerhetsverket
- Umeå Energi Elnät AB
- Öresundskraft AB
- Karlstads El- och Stadsnät AB
- Jönköping Energi Nät AB
- NKT Cables AB
- Halmstad Energi & Miljö Nät AB
- Falu Elnät AB
- Borås Elnät AB
- AB Borlänge Energi
- C4 Elnät AB
- Luleå Energi AB
- Storuman Energi AB

Stockholm i januari 2018

Susanne Olausson
Energiforsk AB
Programområde Elnät, Vindkraft och Solel

Sammanfattning

Med en ökad mängd distribuerad generering kommer spänningsvariationerna i elnätet att förändras. Spänningsvariationer som ligger i tidskalan 1 s – 10 min behandlas i dagsläget inte i några standarder. VSV-metoden (eng. Very Short Variations) är framtagen för att klassificera spänningsvariationer i denna tidskala (sk. Mellansnabba spänningsvariationer). Detta projekt fokuserar på analys av befintliga mellansnabba spänningsändringar samt fallstudier av mellansnabba spänningsvariationer orsakade då aktiv och reaktiv effekt från en eller flera solcellsanläggningar injiceras i två faktiska distributionsnät, ett tätortsnät och ett landsbygdsnät.

Det maximala tiominuters VSV-värde som observerats vid analys av mätdata från olika typer av nät i olika delar av Sverige är 2,5 % (relativt nominell spänning). Medelvärdena är generellt låga där endast ett par värden ligger över 0,6 %.

Fallstudierna visar att då en solcellsanläggning på 6 kW ansluts till en kund ger detta upphov till ett maximalt tiominuters VSV-värde för den resulterande spänningen hos kund på 0,6 % i de studerade näten. Då solcellsanläggningar på 6 kW ansluts till 50 % av kunderna i respektive nät noteras ett maximalt tiominuters VSV-värde för den resulterande spänningen hos kund på 1,0 %. I en situation där samtliga kunder i respektive nät har installerade solcellsanläggningar noteras ett maximalt tiominuters VSV-värde på 1,8 % hos kund. De högsta värdena noteras i det studerade landsbygdsnätet.

Då befintliga spänningsvariationer från mätningar inkluderades i fallstudierna är dessa den dominerande orsaken till de resulterande mellansnabba spänningsvariationerna.

Vid jämförelse mellan 1-fas-anslutna solcellanläggningar och 3-fas-anslutna solcellsanläggningar noteras att den maximala spänningsökningen hos kunden (fas-neutral spänningen) blir ca. 6 ggr. större vid 1-fas-anslutning av solceller jämfört med 3-fas-anslutning.

Det finns olika möjligheter att begränsa de mellansnabba spänningsvariationerna för att undvika negativa konsekvenser. En åtgärd för att minska variationer orsakade av förändringar i produktionen från solcellsanläggningar är energilagring hos kunderna med aktiv effekterglering.

Resultaten av de studier som utförts i detta projekt indikerar inte några alarmerande nivåer för spänningsvariationer i tidsintervallet mellan 1 s och 10 minuter orsakade av solcellsanläggningar. Nivåerna ligger i paritet med de spänningsvariationer i samma tidskala som observerats i olika nätpunkter idag.

Då spänningsvariationer i detta tidsintervall kan ligga några procent över det uppmätta 10 min RMS-värdet (för vilket det finns rekommenderade gränsvärden i standarder) finns det ett värde att bevaka detta tidsintervall för framtiden.

Summary

As a result of increased amount of distributed energy resources, the voltage variations in the electric power system will change. Currently, voltage variations in the time frame of 1 second – 10 minutes are not considered by any existing standards. The VSV-method (Very Short Variations) aims to classify voltage variations in this time frame (so called very short voltage variations). This project focuses on analysis of existing very short voltage variations in the power system and on case studies performed on two actual distribution networks, one urban network and one rural network. The case studies cover very short voltage variations caused by active- and reactive power injections in the power system by one or more rooftop PV systems.

The maximum 10 minute VSV-value observed in analysis of measurement data is 2.5% (based on nominal voltage). Measurements have been collected from different types of networks in different parts of Sweden. The average VSV-values from the measurements are generally low with only a few values above 0.6%.

The case studies show that a PV system of 6 kW connected at a customer node will cause voltage variations at that node with a maximum 10 minute VSV-value of 0.6%. If PV systems of 6 kW are connected at 50% of all customer nodes in the studied networks, a maximum 10 minute VSV-value of 1.0% is observed in the resulting voltage variations at the customer nodes. In a situation where all customer nodes in the studied networks have connected PV systems, a maximum VSV-value of 1.8% is observed at the customer nodes. The highest VSV-values are found at customer nodes in the studied rural network.

When existing voltage variations from measurements are included in the case studies, these are the main source of the very short voltage variations.

A comparison between 1-phase and 3-phase connected PV systems show that the maximum voltage increase at a customer node (phase-to-neutral voltage) is six times greater for 1-phase connected PV system compared to 3-phase connected PV system.

There are different ways to limit the very short voltage variations to avoid adverse consequences. Voltage variations caused by changes in power production from PV plants can be reduced by installing energy storages with active power control.

The results from the studies carried out in this project show no alarming levels in the voltage variations in the time frame of 1 second – 10 minutes caused by PV systems. Voltage variations are at the same level as those observed in the network today in this time frame.

Since voltage variations in this time frame can be some percent higher than the measured 10 minute RMS-value (for which there are recommended limits in the current standards), future monitoring of voltage variations in this time frame can be motivated.

Utökad sammanfattning

Med en ökad mängd distribuerad generering kommer spänningsvariationerna i elnätet att förändras. Spänningsvariationer som ligger i tidskalan 1 s – 10 min behandlas i dagsläget inte i några standarder. I ett tidigare Elforskprojekt som utfördes av STRI 2014 användes den så kallade VSV-metoden (eng. Very Short Variations) för att klassificera dessa spänningsvariationer. Metoden bedömdes vara ett bra sätt att klassificera spänningsvariationer i denna tidskala.

Resultaten av de studier som utförts i detta projekt indikerar inte några alarmerande nivåer för de spänningsvariationer som ligger i intervallet mellan 1 s och 10 minuter. Nivåerna ligger i paritet med de spänningsvariationer i samma tidsskala som observerats i olika nätpunkter idag. Det finns dock ett värde att bevaka detta tidsintervall för framtiden.

Exempel på konsekvenser av mellansnabba spänningsvariationer innefattar kortvariga överspänningar (som skulle kunna leda till utlösning av skydd vid PV-anläggningar), skadade apparater på grund av kortvariga överspänningar och mekanisk påverkan på motorer på grund av accelererande eller bromsande moment.

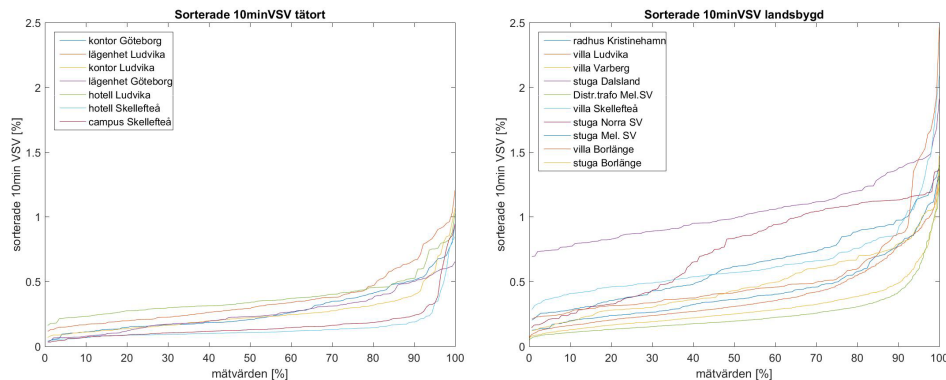
Detta fortsättningsprojekt fokuserar på analys av befintliga mellansnabba spänningsändringar samt fallstudier av mellansnabba spänningsändringar orsakade då aktiv och reaktiv effekt från en eller flera solcellsanläggningar injiceras i två faktiska distributionsnät.

Analys av befintliga mellansnabba spänningsändringar

I detta projekt har mätdata från olika typer av nät i olika delar av Sverige samlats in och analyserats med VSV-metoden för att kvantifiera de mellansnabba spänningsvariationerna i dessa mätpunkter. Även mätningar från olika solcellsanläggningar har samlats in.

Det maximala tiominuters VSV-värde som observerats är 2,5 % relativt nominell spänning, med en 95-percentil på 1,5 %. Medelvärdena är generellt låga där endast ett par värden ligger över 0,6 %.

I figuren nedan visas sorterade tiominuters VSV-värden för de olika mätpunkterna. Den vänstra figuren visar mätpunkter som kategoriserats som tätort och den högra mätpunkter som kategoriserats som landsbygd. X-axeln visar procentandelen av mätvärdena och Y-axeln tiominuters VSV-värdet i procent. De högsta värden som uppmäts finns i landsbygdsnät. För mätpunkterna som kategoriserats som landsbygdsnät är det fler som har lite högre värden en större del av tiden.



I projektet gjordes även en jämförelse för att studera sammanlagringseffekter mellan befintliga mellansnabba spänningsvariationer i nätet och mellansnabba spänningsvariationer orsakade av solproduktion som injiceras. I jämförelsen adderas en tidsserie av uppmätt spänning (för ett dygn) och den spänningsökning (tidsserie över ett dygn) som noteras i en nod i ett av referensnäten där aktiv och reaktiv effekt, motsvarande produktion från en solcellsanläggning under ett dygn, injiceras. VSV-metoden appliceras sedan på summa-spänningen. Jämförelsen gjordes för olika kombinationer av mätpunkter och produktionskällor.

Den maximala sammanlagringen är summan av det maximala tiominuters VSV-värdet för mätpunktens uppmätta spänning utan solproduktion och det maximala tiominuters VSV-värdet för spänningsändringen orsakad av respektive solcellsanläggning i en av referensnätets noder. Detta noteras inte för något av fallen. Den högsta ökning som noteras är med 0,1 procentenheter trots att det maximala tiominuters VSV-värdet för den adderade spänningsändringen i det fallet var på över 0,4 %. I flera fall resulterar sammanlagringen i en sänkning av det maximala tiominuters VSV-värdet.

Fall studier

Utöver en analys av befintliga mellansnabba spänningsvariationer har även ett antal olika fallstudier utförts där aktiv och reaktiv effekt från en eller flera solcellsanläggningar injiceras i två faktiska distributionsnät med 6 respektive 28 kunder. 6-kundersnätet motsvarar ett landsbygdsnät medan 28-kundersnätet motsvarar ett tätortsnät. Påverkan av överliggande näts kortslutningseffekts på spänningsvariationerna för kunderna kan anses försumbar i jämförelse med påverkan av distributionstransformatoren och lågspänningsnätet.

Variationerna orsakade av PV-produktionen är i de flesta fallstudierna i paritet med de uppmätta, befintliga variationerna men något lägre.

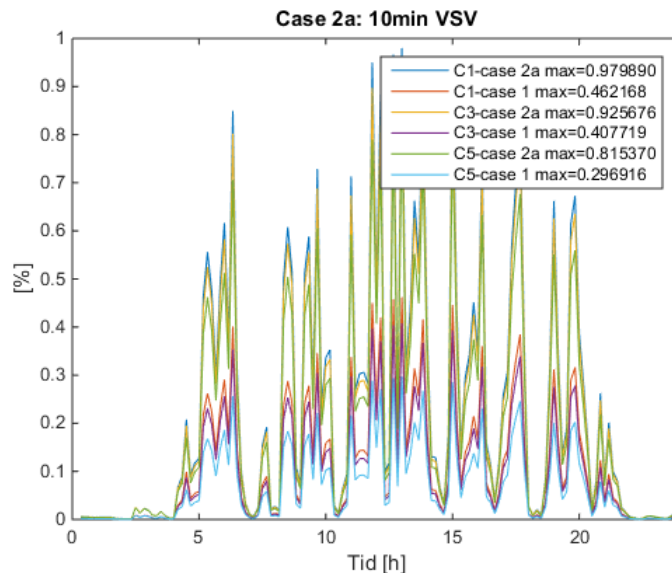
Case 1

Då en solcellsanläggning på 6 kW ansluts till en kund ger detta upphov till ett maximalt tiominuters VSV-värde för den resulterande spänningen hos kunden på 0,6 % hos landsbygdsnätet och 0,4 % hos tätortsnätet.

Case 2

Då solcellsanläggningar på 6 kW ansluts till 50 % av kunderna i respektive nät noteras ett maximalt tiominuters VSV-värde för den resulterande spänningen hos kund i landsbygdsnätet på 1,0 % och 0,6 % hos kund i tätortsnätet.

Figuren nedan visar en jämförelse av orsakade tiominuters VSV-värden hos kund i landsbygdsnätet. Case 1 (röd, lila och ljusblå kurva) motsvarar att endast kunden själv har en solcellsanläggning och Case 2 (blå, gul och grön kurva) är fallen då 50 % av kunderna i nätet har solcellsanläggningar. Jämförelsen görs för alla tre kunder som har solcellsanläggningar i studien.

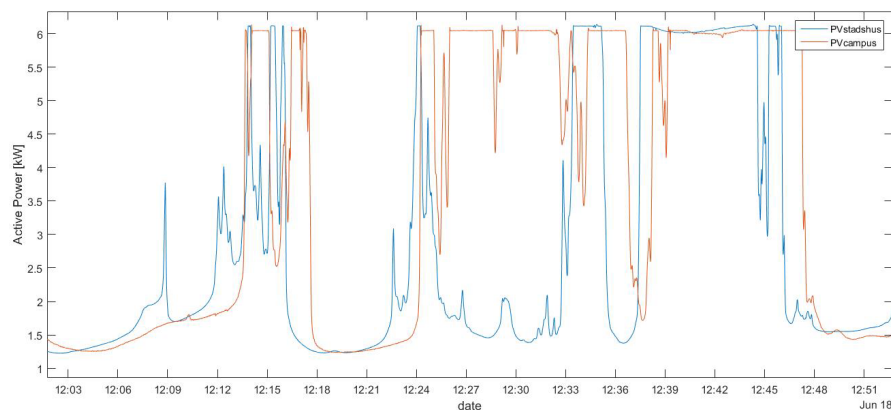


Då samtliga kunder (100%) i respektive nät har installerade solcellsanläggningar noteras ett maximalt tiominuters VSV-värde på 1,8 % hos kund i landsbygdsnätet och 1,2 % hos kund i tätortsnätet.

Om man istället studerar spänningen på sekundärsidan av distributionstransformatorn, ses i landsbygdsnätet ett maximalt tiominuters VSV-värde på ca 0,8 % då 50 % av kunderna har solcellsanläggningar. I fallet då alla kunder har solcellsanläggningar blir motsvarande siffra 1,6 %. Även i tätortsnätet ses en ökning av de mellansnabba spänningsvariationerna på sekundärsidan av distributionstransformator, men då detta nät är så mycket starkare blir påverkan väldigt liten.

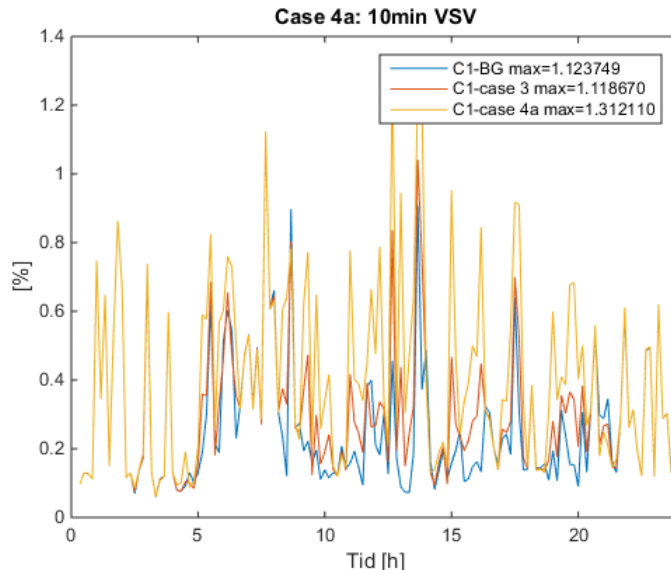
Resultaten av de fallstudier som jämför påverkan av att applicera en tidsförskjutning mellan solcellsanläggningarna visar att skillnaden på de resulterande mellansnabba spänningsvariationerna som detta ger upphov till är väldigt liten.

Jämförelse av två närliggande solcellsanläggningar visar att skillnaderna i produktionskurvornas utseende är mer komplicerad i verkligheten än endast en tidsfördröjning, även om en sådan tydligt ses vid vissa tidpunkter. Detta illustreras i figuren nedan. För de jämförda solcellsanläggningarna, med ett inbördes avstånd på ca 500 m, noteras vid studerat tillfälle en ungefärlig tidsförskjutning på ca 1 – 1,5 minut.



Case 3 och 4

Då befintliga spänningsvariationer från mätningar inkluderas i studierna är dessa variationer den dominerande orsaken till de resulterande mellansnabba spänningsvariationerna både hos kund och på sekundärsidan av distributionstransformatorn. Nedanstående figur visar en jämförelse av orsakade tiominuters VSV-värden hos en av kunderna i landsbygdsnätet. Blå kurva motsvarar de mellansnabba spänningsändringarna utan solcellsanläggningar, röd kurva då endast kunden själv har en solcellsanläggning och gul kurva då 50 % av alla kunder har solcellsanläggningar



Case 5

Vid jämförelse mellan 1-fas-anslutna solcellanläggningar och 3-fas-anslutna solcellsanläggningar noteras att den maximala spänningsökningen hos kunden (fas-neutral spänningen) blir ca. 6 ggr. större vid 1-fas-anslutning av solceller jämfört med 3-fas-anslutning. Anledningen till den höga spänningsökningen är att då enfasanslutna anläggningar används införs en obalans vilken resulterar i att det även går ström i neutralledaren. Strömmen i neutralledaren ger upphov till en potential i neutralpunkten hos kunden och bidrar på så sätt till förändringen av fas-neutral spänningen.

Påverkan på spänningsökningen hos kunder utan delvis gemensam neutralledare med kunden med solcellsanläggning (exempelvis kunder på parallella radialer från distributionstransformatorn) blir 3 ggr. större vid en 1-fas-ansluten solcellsanläggning jämfört med en 3-fas-ansluten. Anledningen är att kunder på parallella radialer inte får någon ström i neutralledaren till följd av solproduktionen och således inte någon förändring av potentialen i neutralpunkten.

Case 6

Det kan noteras att de orsakade mellansnabba spänningsnivåerna inte skiljer sig så mycket åt vid en jämförelse av påverkan från olika solcellsanläggningar. Då alla produktionskällor i studien skalats till samma storlek samt att dygn med samma karaktäristik använts, är detta resultat inte förvånande. Det som skiljer är främst när i tid de största variationerna inträffar.

Möjligheter att begränsa mellansnabba spänningsvariationer

Det finns olika möjligheter att begränsa de mellansnabba spänningsvariationerna för att undvika negativa konsekvenser.

En åtgärd för att minska risken för överspänning är att sänka spänningsnivån med hjälp av lindningskopplare eller en shunt reaktor, vilket leder till ökade marginaler. Detta får dock konsekvensen att en eventuell risk för underspänning ökar, speciellt i situationer då det är hög last och låg solproduktion.

Energilagring hos kunderna, med aktiv effekttreglering, är en annan möjlig åtgärd för att minska variationer orsakade av förändringar i produktionen från solcellsanläggningar. För syftet att motverka de mellansnabba spänningsvariationerna skulle energilagret endast behöva en begränsad energikapacitet då det i praktiken handlar om att jämna ut skillnader mot de långsamma spänningsvariationerna (10 min RMS) vilka fluktuerar kring 0. I- och urladdningseffekterna skulle maximalt behöva ha samma storlek som solcellsanläggningens effekt.

Elkvalitetsindex

I dagsläget beaktas inte tidsintervallet mellan 1 sekund och 10 minuter i några standarder. Då det i studien noterats att spänningsvariationer i detta tidsintervall kan ligga några procent över det uppmätta 10 min RMS-värdet (för vilket det finns rekommenderade gränsvärden i standarder) finns det ett värde att bevaka detta tidsintervall för framtiden.

Ett förslag är därför att utöka standarden IEC 61000-4-30 med ett elkvalitetsindex för tiominuters VSV-värde, vilket kan kvantifiera spänningsvariationer i intervallet 1 s – 10 min. Dessutom rekommenderas att mätinstrumentstillverkarna inkluderar möjligheten att lagra detta elkvalitetsindex.

Innehåll

1	Bakgrund	14
1.1	Syfte	14
1.2	Metod	15
1.3	Struktur	15
2	Mätpunkter	17
2.1	Spänningsvariation	17
2.2	Solproduktion	18
2.3	Mätutrustning	19
3	Befintliga nivåer av mellansnabba spänningsvariationer	20
3.1	Uppmätta spänningsvariationsnivåer i olika mätpunkter	20
3.2	Sammanlagringseffekter	22
4	Simuleringar	23
4.1	Simulerade fall	23
4.2	Förutsättningar för simulerade fall	24
4.2.1	Simuleringsprogram	24
4.2.2	Nätmodell	24
4.2.3	Tidsomfattning	25
4.3	referensnätens Beräknade spänningsvariationsnivåer	25
5	Diskussion och slutsatser	27
5.1	Case 1 – hur påverkar kundens placeringen i nätet?	27
5.2	Case 2 – hur påverkar sammanlagring?	28
5.3	Tidsförskjutning solproduktion	32
5.4	Case 3 och case 4 - hur påverkar bakgrundsvariation?	34
5.4.1	Case3 - hur påverkar bakgrundsvariation?	34
5.4.2	Case 4 - hur påverkar bakgrundsvariation vid sammanlagring?	34
5.5	Case 5 - hur påverkar typ av fasanslutning?	37
5.6	Case 6 – hur påverkar produktionskaraktäristiken?	39
5.7	Kortslutningseffektens påverkan	39
5.8	Slutsatser	41
6	Möjligheter att begränsa de mellansnabba spänningsvariationerna	44
7	Rekommendationer	46
7.1	Förslag på anpassning av standarder	46
7.1.1	Very short voltage variations	46
7.2	Rekommendationer till tillverkare av mätinstrument	47
8	Fortsatt arbete	48
9	Referenser	49

Appendix	50
A1. Nätmodeller	50
A2. Tidsförskjutning mellan solcellsanläggningar	52
A3. Alternativ metod	54
A4. VSV-värden för några mätpunkter	55
A5. Simuleringsresultat – 6-kundersnät	59
A6. Simuleringsresultat – 28-kundersnät	79

1 Bakgrund

Med en ökad mängd distribuerad generering kommer spänningsvariationerna i elnätet att förändras.

Detta har bland annat studerats av STRI i ett tidigare Elforskprojekt [1]. Spänningsvariationer som ligger i tidskalan 1 s – 10 min behandlas inte i några standarder i dagsläget. I [1] användes den så kallade VSV-metoden (eng. Very Short Variations) för att klassificera dessa spänningsvariationer. Metoden bedömdes vara ett bra sätt att klassificera spänningsvariationer i denna tidskala.

Exempel på konsekvenser av mellansnabba spänningsvariationer innefattar kortvariga överspänningar (som skulle kunna leda till utlösning av skydd vid PV-anläggningar), skadade apparater på grund av kortvariga överspänningar och mekanisk påverkan på motorer på grund av accelererande eller bromsande moment. Detta skulle kunna hanteras genom att ställa hårdare kvar på de långsamma spänningsvariationerna (exempelvis max 108 % istället för 110 %), men detta skulle i sin tur onödigt begränsa acceptansgränsen.

Denna typ av spänningsvariationer skulle istället kunna motverkas genom att utnyttja till exempel lindningskopplare, kondensatorbatterier, aktiv eller reaktiv-effektstyrning vid växelriktare eller distribuerade lager, vilket skulle göra det möjligt att ansluta mer förnyelsebar produktion.

Det tidigare projektet [1] kom bland annat fram till följande slutsatser och rekommendationer vad gäller mellansnabba spänningsvariationer:

- En storskalig integrering av distribuerad generering kan leda till en märkbar ökning av de mellansnabba spänningsvariationerna.
- För solkraft kommer spänningsvariationerna att ha en annan karaktäristik än de som redan finns i nätet.
- Nivån på de mellansnabba spänningsvariationerna i nätet bör kartläggas.
- Ytterligare mätningar på sammanlagringseffekter på solkraft behövs.
- Fler studier behövs kring vilka konsekvenserna blir av en ökning av de mellansnabba spänningsvariationerna och hur lämpliga gränsvärden ska sättas.

1.1 SYFTE

Syftet med detta projekt är att fortsätta arbetet med spänningsvariationer på tidskalan 1 s – 10 min. Målet med rapporten är att:

- Beskriva de spänningsvariationer som observerats vid insamling av ytterligare mätdata på såväl spänningsvariationer som solproduktion.
- Studera hur de mellansnabba spänningsvariationerna påverkas av en ökad mängd PV-anläggningar i två faktiska distributionsnät.

Utöver detta kommer möjligheter till att begränsa de mellansnabba spänningsvariationerna för att undvika negativa konsekvenser diskuteras, samt

vissa rekommendationer för anpassning av standarder tillsammans med rekommendationer till tillverkare av mätinstrument ges.

1.2 METOD

Metoden att kvantifiera de mellansnabba spänningsvariationerna är densamma som i det första delprojektet vilken kan beskrivas enligt nedan ([1]):

Kort beskrivet så går VSV ut på att jämföra tresekunders och tiominuters rms-värden. Tiominutersvärdet U_{sh} (short time) beräknas som rms-värdet av tresekundsvärdena U_{vs} (very-short time) över föregående tiominutersintervall:

$$U_{sh}(t_k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k U_{vs}^2(t_i)} \quad (1)$$

där N är antalet tresekundsvärden i det aktuella tiominutersintervallet och t_k det tidssampel som motsvarar slutet på det aktuella tiominutersintervallet.

Sedan beräknas skillnaden mellan tresekunders- och tiominutersvärden. Tresekunders VSV, ΔU_{vs} , definieras som:

$$\Delta U_{vs}(t_k) = U_{vs}(t_k) - U_{sh}(t_k) \quad (2)$$

där tiominutersvärdet U_{sh} beräknas som i (1), med skillnaden att värdet uppdateras var tredje sekund. Utifrån detta så beräknas sedan ett tiominuters VSV-värde:

$$\Delta U_{sh}(t_k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k \Delta U_{vs}^2(t_i)} \quad (3)$$

där t_k motsvarar slutet på ett tiominutersintervall, som i (1).

Resultatet blir att spänningsvariationer över varje 10-minuters intervall kvantifieras genom tre värden:

- tiominuters effektivvärde (rms)
- tiominuters VSV-värde
- flimmervärde P_{st}

VSV-värden har i detta projekt beräknats dels på uppmätta spänningar och dels på spänningar simulerade för ett antal definierade fall där solproduktion på olika sätt anslutits till två referensnät.

1.3 STRUKTUR

Rapporten är, utöver det inledande kapitlet, upplagd enligt följande:

Kapitel 2 beskriver de punkter i nätet som används vid insamling av mätdata, samt kort de mätare som använts.

Kapitel 3 analyserar de befintliga mellansnabba spänningsvariationer som uppmätts i de olika nätpunkterna.

Kapitel 4 beskriver de fallstudier som valts, syftet med studierna, samt simuleringsverktyget.

Kapitel 5 innehåller diskussioner och slutsatser.

Kapitel 6 diskuterar möjligheter till att begränsa de mellansnabba spänningsvariationerna för att undvika negativa konsekvenser.

Kapitel 7 ger ett förslag till anpassning av IEC61000-4-30 samt en rekommendation till tillverkare av mätinstrument.

Kapitel 8 innehåller förslag på fortsatt arbete.

Kapitel 9 innehåller referenser.

Rapporten innehåller även en utförlig appendixdel som beskriver de nätmodeller som använts (A1), ytterligare detaljer kring utförda simuleringar (A2), resultaten från en alternativ metod till VSV-metoden (A3), grafer över de mellansnabba spänningsvariationerna i några av mätpunkterna(A4) samt resultatgrafer från alla fallstudier (A5, A6).

2 Mätpunkter

2.1 SPÄNNINGSVARIATION

För att kunna relatera studiernas resulterande nivåerna på mellansnabba spänningsvariationer till något är det viktigt att ha en uppfattning av dagens nivåer.

En viktig del av detta projekt har därför varit att samla in mätdata från ytterligare mätpunkter, samt analysera dess mellansnabba spänningsvariationer. Mätdata har samlats in från olika typer av nät i olika delar av Sverige. Mätpunkterna som analyserats listas i Tabell 2-1. Vissa av mätningarna är ett antal år gamla, men de flesta är från 2017.

Plats	Typ av nät	Mätning utförd
Hotell Skellefteå	Tätort	2017
Campus Skellefteå	Tätort	2017
Villa, Ludvika	Tätort	2017
Lägenheter, Ludvika	Tätort	2004
Kontor, Ludvika	Tätort	2004
Hotell Ludvika	Tätort	2017
Radhus, Kristinehamn	Tätort	2017
Villa, Göteborg	Tätort	2017
Lägenheter, Göteborg	Tätort	2017
Kontor, Göteborg	Tätort	2017
Villa, Varberg	Tätort	2017
Villa Skellefteå	Landsbygd	2017
Stuga i mellersta Sverige (MH)	Landsbygd	2004
Villa, Borlänge (viken)	Landsbygd	2014
Stuga, Borlänge	Landsbygd	2017
Stuga, Dalsland	Landsbygd	2017
Dist.trafo mellersta Sverige	Landsbygd	2017
Bastuträsk	Banmatning	2013
Boden	Banmatning	2013
Mellansel	Banmatning	2013
Ånge	Banmatning	2013

Tabell 2-1 Mätpunkter för analys av spänningsvariation

1- till 6-sekunders rms-värden av fasspänning har används i analyserna.

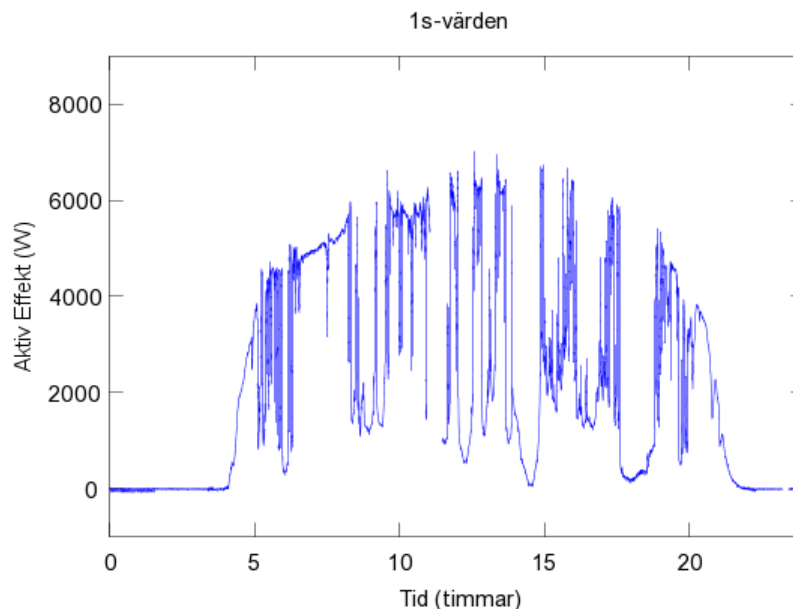
2.2 SOLPRODUKTION

Även produktion från olika solcellsanläggningar har analyserats. Dessa källor beskrivs i Tabell 2-2.

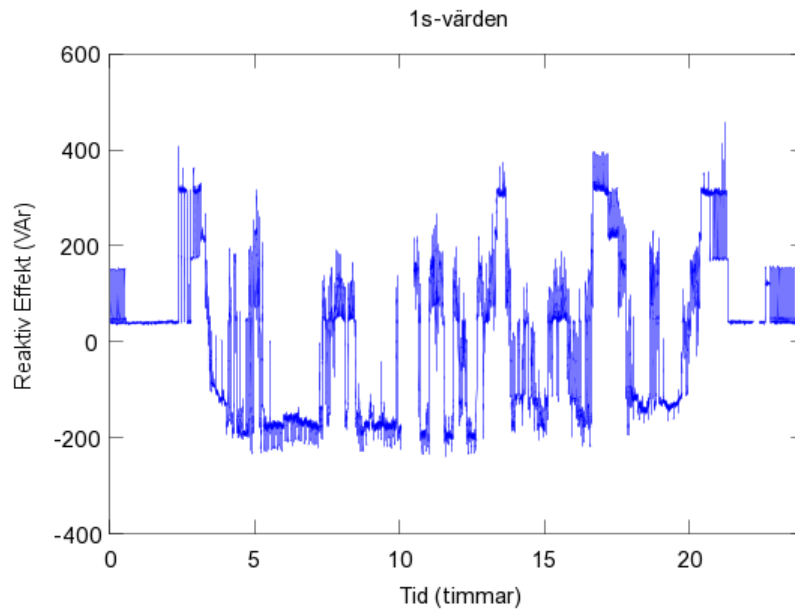
Beteckning	Plats	Installerad effekt	Mätning utförd	Kommentar
Org. PV	Piteå	20 kW	2013	Tracking
FUD PV	Ludvika	30 kW	2017	
Glava4 PV	Glava	4 kW	2013	
Glava100 PV	Glava	100 kW	2013	
Ske PV	Skellefteå 1	20 kW	2013	
	Skellefteå 2	2,5 kW	2013	Enfas

Tabell 2-2 Mätpunkter för analys av solproduktion

För produktionsdata har 1- till 6-sekunders rms-värden för aktiv och reaktiv effekt använts. Vid studierna har källorna skalats ner till 6 kW för att överrensstämma med antagandena i [2]. Mätvärden från ett dygn med sol samt uppsprucket molntäcke har används då detta ger upphov till de högsta nivåerna av mellansnabba spänningsvariationer. Figur 2-1 och Figur 2-2 visar den aktiva och reaktiva effekt som produceras under ett utvalt dygn av den solcellsanläggning (Org. PV) som används i studierna. Notera att det är olika skala på y-axlarna i de båda figurena.



Figur 2-1 Aktiv effekt producerad av Org. PV (se Tabell 2-2) under ett dygn



Figur 2-2 Reaktiv effekt producerad av Org. PV (se Tabell 2-2) under ett dygn

2.3 MÄTUTRUSTNING

Olika typer av elkvalitetsmätare har används vid insamlandet av mätdata: Elspec Black Box, Dranetz PX5, Metrum PQsmart. Samtliga mätare är av klass A.

3 Befintliga nivåer av mellansnabba spänningsvariationer

3.1 UPPMÄTTA SPÄNNINGSVARIATIONSNIVÅER I OLIKA MÄTPUNKTER

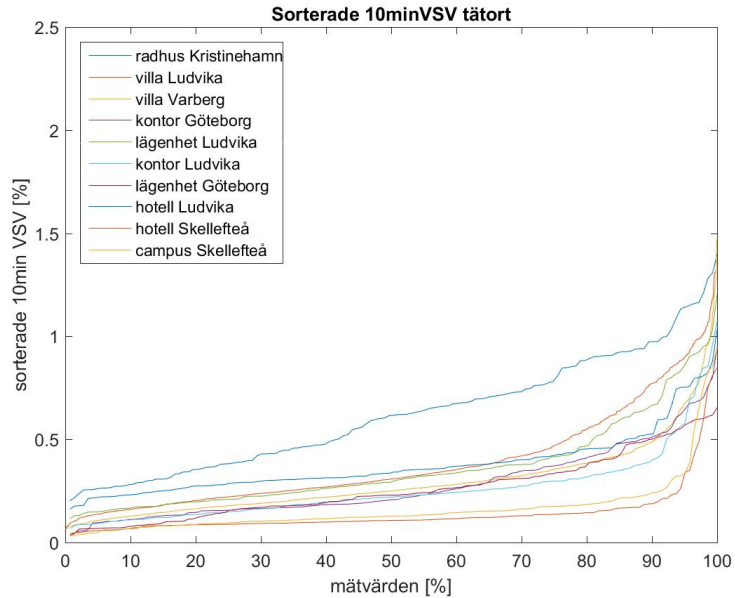
De mellansnabba spänningsvariationsnivåer som uppmätts i de olika nätpunkterna listas i Tabell 3-1. Utöver tiominuters VSV-värden redovisas även tresekunders VSV-värden, för att ge en indikering av hur mycket ett 3 s värde skiljer som mest relaterat till föregående 10 minuters rms-värde. De maximala differenser som observerats är knappt + 4 % och drygt - 5 % av nominell spänning. Det maximala tiominuters VSV-värde som observerats är 2,5 % relativt nominell spänning med en 95-percentil på 1,5 %. Medelvärdena är generellt låga där endast ett par värden ligger över 0,6 %.

	Plats	10 min VSV [%]			3 s VSV [%]	
		Max	Medel	95-percentil	Max	Min
Tätort	Hotell Skellefteå	0,8	0,1	0,3	2,0	-1,6
	Campus Skellefteå	1,0	0,2	0,3	1,7	-1,5
	Villa, Ludvika	1,4	0,4	0,9	3,8	-3,1
	Lägenheter, Ludvika	1,2	0,4	0,9	2,2	-2,7
	Kontor, Ludvika	1,1	0,3	0,6	2,1	-2,4
	Hotell Ludvika	1,0	0,4	0,8	2,3	-1,9
	Radhus, Kristinehamn	1,8	0,6	1,2	3,4	-4,2
	Lägenheter, Göteborg	0,7	0,3	0,6	1,5	-1,4
	Kontor, Göteborg	0,9	0,3	0,7	2,3	-2,0
	Villa, Varberg	1,5	0,3	0,7	2,4	-2,6
Landsbygd	Stuga i norra Sverige	1,4	0,7	1,2	2,9	-2,6
	Villa Skellefteå	2,1	0,6	1,2	3,1	-5,6
	Stuga i mellersta Sverige	1,3	0,4	0,9	2,1	-2,6
	Villa, Borlänge (viken)	2,5	0,5	1,5	3,8	-4,4
	Stuga, Borlänge	1,3	0,5	0,9	2,9	-2,5
	Stuga, Dalsland	1,9	1,0	1,4	3,8	-4,4
	Dist.trafo mellersta Sverige	1,3	0,2	0,5	2,2	-2,2
Banmatning	Bastuträsk	1,4	0,6	1,1	3,0	-2,8
	Boden	1,2	0,6	1,0	2,4	-2,4
	Mellansel	1,4	0,3	0,9	3,6	-3,1
	Ånge	1,0	0,2	0,4	1,6	-1,5

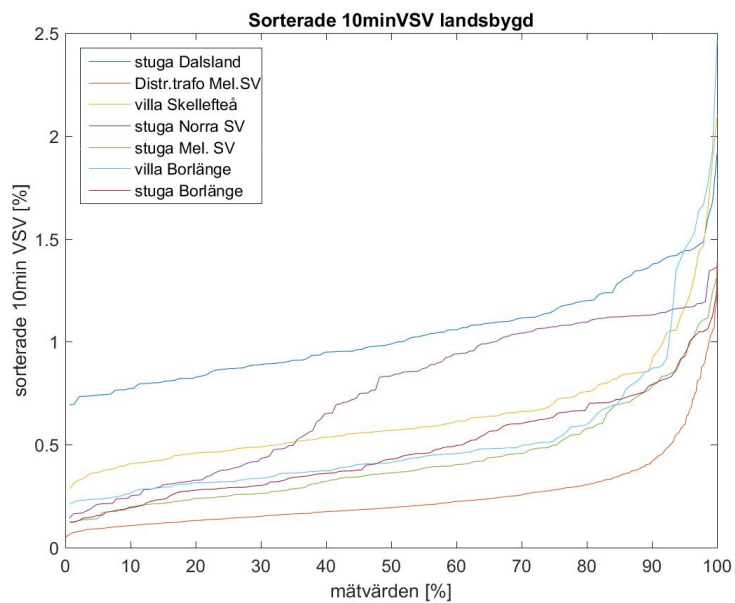
Tabell 3-1 Uppmätta mellansnabba spänningsvariationer i olika mätpunkter

Figur 3-1 och Figur 3-2 visar sorterade tiominuters VSV-värden för de olika mätpunkterna. De högsta värden som uppmätts finns i landsbygdsnät. För

mätpunkterna som kategoriserats som landsbygdsnät är det fler som har lite högre värden en större del av tiden.



Figur 3-1 Sorterade 10minVSV-värden för mätpunkterna kategoriserade som tätort



Figur 3-2 Sorterade 10minVSV-värden för mätpunkterna kategoriserade som landsbygd.

Appendix A4 redovisar tiominuters VSV-värden och tresekunders VSV-värden för några av mätpunkterna.

3.2 SAMMANLAGRINGSEFFEKTER

Ett sätt att studera sammanlagringseffekten är att addera den spänningsändring som orsakas av olika solcellsanläggningar till en uppmätt spänning för olika mätpunkter och sedan beräknas de mellansnabba spänningsvariationerna på summan. Tabell 3-2 redovisar en sådan jämförelse. Då vi i detta projekt inte haft tillgång till nätmodeller för de olika mätpunkterna har den spänningsändring som anläggningarna orsakar i en av referensnätens noder utnyttjas (enligt Tabell 5-1).

Ett teoretiskt max vore summan av det maximala tiominuters VSV-värdet för mätpunktens uppmätta spänning utan solproduktion och det maximala tiominuters VSV-värdet för spänningsändringen orsakad av respektive solcellsanläggning. Detta noteras inte för något av fallen. Den högsta ökning som noteras är med 0,1 procentenheter trots att den adderade maximala spänningsändringen i det fallet var på drygt 0,4 %. I flera fall resulterar även sammanlagringen i en sänkning av det maximala tiominuters VSV-värdet.

	10minVSV [%]									
	PV = 0		Piteå (Org PV)		Ludvika (FUD)		Glava 4		Glava 100	
	Max	95%	Max	95%	Max	95%	Max	95%	Max	95%
Ingen bakgrundsspänning			0,46	0,38	0,38	0,34	0,45	0,30	0,39	0,24
Villa, Ludvika	1,31	0,99	1,58	0,99	1,30	0,99	1,31	0,99	1,31	0,96
Radhus, Kristinehamn	1,85	1,19	1,85	1,19	1,85	1,18	1,85	1,18	1,85	1,19
Kontor, Göteborg	0,95	0,65	0,93	0,66	0,98	0,68	0,95	0,64	0,95	0,65
Villa, Varberg	1,50	0,72	1,55	0,73	1,49	0,75	1,48	0,74	1,45	0,72
Villa Skellefteå	2,09	1,17	2,16	1,06	2,10	1,22	2,14	1,23	2,09	1,20
Villa, Borlänge (viken)	2,46	1,45	2,46	1,45	2,46	1,49	2,46	1,45	2,46	1,49
Stuga, Borlänge	1,25	0,93	1,23	1,03	1,25	0,93	1,25	0,93	1,26	0,93
Stuga, Dalsland	1,91	1,44	1,86	1,44	1,92	1,44	1,91	1,44	1,91	1,44
Dist.trafo mellersta Sverige	1,31	0,51	1,28	0,53	1,31	0,55	1,40	0,52	1,34	0,51

Tabell 3-2 10minVSV-värden för ett dygn då den spänningsvariation som orsakats av olika solcellsanläggningar (eg. för kund C1 i 6-kundersnätet) adderas till olika uppmätta spänningsmätningar

4 Simuleringar

Simuleringar har utförts för två stycken faktiska distributionsnät med 6 respektive 28 kunder, vilka beskrivs i Appendix A1.

4.1 SIMULERADE FALL

Följande fall har valts för studien:

Case 1:

3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos en kund åt gången.

Fallet undersöker hur de mellansnabba spänningsvariationerna påverkas av kundens placering i nätet. Spänningsvariationerna hos kunden är av intresse.

Case 2:

3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos flera kunder samtidigt.

Fallet undersöker sammanlagringseffekter hos de mellansnabba spänningsvariationerna. För detta fall har även tidsförskjutning i produktionen mellan olika kunders solceller undersökts. Spänningsvariationerna hos kunden samt i sammankopplingspunkter i nätet är av intresse.

Case 3:

3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos en kund åt gången med samtidig, normal variation av 10 kV spänningen.

Fallet undersöker hur de mellansnabba spänningsvariationerna påverkas av kundens placering i nätet samt hur de samverkar med normala spänningsvariationer. Spänningsvariationerna hos kunden är av intresse.

Case 4:

3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos flera kunder med samtidig, normal variation av 10 kV spänningen.

Fallet undersöker sammanlagringseffekter hos de mellansnabba spänningsvariationerna och samverkan med normala spänningsvariationer. Spänningsvariationerna hos kunden samt i sammankopplingspunkter i nätet är av intresse.

Case 5:

1-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos en kund.

Fallet undersöker hur de mellansnabba spänningsvariationerna kan skilja sig mellan 3-fas- och 1-fas anslutna solceller. Spänningsvariationerna hos kunden är av intresse.

Case 6:

3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos en kund med variationer i produktionskälla.

Fallet undersöker produktionskaraktäristikens påverkan på de mellansnabba spänningsvariationerna. Spänningsvariationerna hos kunden är av intresse.

Tabellen nedan sammanfattar samtliga simulerade fallen för respektive nät.

Fall	Tidsförskjutning	Nät	Kund/Kunder	Nät	Kund/Kunder
Case 1	n.a.	6-kunder	Samtliga (C1-C6)	28-kunder	Samtliga (C1-C28)
Case 2a	-	6-kunder	50 % (C1, C3 och C5)	-	-
Case 2b	Mellan radialer**	6-kunder	50 % (C1, C3 och C5)	28-kunder	50 % (C1,C3,C5,C7,C13, C10,C9,C22,C15,C17 C19,C27,C24,C25)
Case 2c	Inom radialer***	-	-	28-kunder	50 % (C1,C3,C5,C7,C13, C10,C9,C22,C15,C17 C19,C27,C24,C25)
Case 2d	Mellan radialer**	6-kunder	100 % (C1-C6)	-	-
Case 2e	Inom radialer***	-	-	28-kunder	100 % (C1-C28)
Case 3	n.a.	6-kunder	C1,C3,C5	28-kunder	C24
Case 4a	-	6-kunder	50 % (C1, C3 och C5)	-	-
Case 4b	Inom radialer***	-	-	28-kunder	50 % (C1,C3,C5,C7,C13, C10,C9,C22,C15,C17 C19,C27,C24,C25)
Case 5	n.a.	6-kunder	C1	-	-
Case 6*	n.a.	6-kunder	C1	-	-

*) Produktionskällor listade i Tabell 2-2
 **) Tidsförskjutning enligt Appendix A2 (första tabellen)
 ***) Tidsförskjutning enligt Appendix A2 (andra tabellen)

Tabell 4-1 Sammanställning av simulerade fall

4.2 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR SIMULERADE FALL

4.2.1 Simuleringsprogram

Simuleringarna har utförts i programmet PowerFactory 2017 SP2. PowerFactory är ett omfattande beräkningsprogram för analys av elkraftsystem på olika spänningsnivåer och med varierande komplexitet. Simuleringarna är utförda som tidssimuleringar i s.k. effektivvärdesmode vilket innebär att spänningar och strömmar representeras av vektorer med belopp motsvarande sina effektivvärden. Dessa varierar i tiden beroende på förändringar i nätmodellen.

4.2.2 Nätmodell

Distributionsnäten har modellerats med utgångspunkt i [3] och beskrivs i Appendix A1.

Inga laster har modellerats hos kunderna då detta ger de största spänningsvariationerna (amplitudsmässigt) till följd av att all producerad effekt tillförs nätet i kundens anslutningspunkt.

Den aktiva- och reaktiva effekt som tillförs baserar sig på mätningarna från en 20 kW-anläggning i Piteå (Org. PV) vilken skalats ner till en tredjedel (omkring 6 kW) för att motsvara typisk installerad effekt i en villa. Karaktäristik från en dag med växlande molnighet har använts då detta ger störst variation i effekt och således även störst spänningsvariationer. I Case 6 har solcellernas produktion baserats på mätningar från andra anläggningar som även dessa har skalats ner till omkring 6 kW.

Tidsförskjutningen har antagits som i det första delprojektet [1] där ett avstånd på ca. 100 meter ger en tidsförskjutning på 10 sekunder. Då inga geografiska avstånd mellan kunderna i de modellerade näten varit tillgängliga har tidsförskjutningen baserats på kabellängderna till och mellan kunderna.

Fallet med 1-fasig anslutning av solceller kräver representation av neutralledaren i kablarna d.v.s. representation av impedansen mellan kundens neutralpunkt och jordningen i distributionstransformatorn. neutralledaren har representerats utifrån antagandet att den är av samma material och dimension som fasledarna och då (i princip) har samma impedans.

4.2.3 Tidsomfattning

Simuleringarna har utförts för ett dygn (86400 sekunder). Tidssteget i samtliga simuleringar har varit 10 ms och resultaten (i grafer) presenteras som sekundvärden.

4.3 REFERENSNÄTENS BERÄKNADE SPÄNNINGSVARIATIONSNIVÅER

Figurer från samtliga simulerade fall presenteras i Appendix A5 och A6.

Tabellen nedan sammanfattar resultaten från de simulerade fallen. Resultaten presenteras utifrån VSV-metoden och anges som högsta erhållna tiominuters VSV-värde hos de analyserade spänningarna i respektive fall. För en beskrivning av fallen hänvisas till avsnitt 4.1 samt Tabell 4-1.

Case	10min. VSV max [%]	10min. VSV medel [%]	10min. VSV 95%-perc. [%]	3s VSV max [%]	3s VSV min [%]
1 6CN*	0.56	0.13	0.46	1.05	-0.91
1 28CN**	0.38	0.09	0.32	0.73	-0.63
2a 6CN	0.98	0.23	0.81	1.84	-1.59
2b 6CN	0.79	0.18	0.64	1.42	-1.26
2b 28CN	0.64	0.15	0.51	1.16	-1.01
2c 28CN	0.63	0.15	0.50	1.13	-1.00
2d 6CN	1.78	0.41	1.43	3.22	-2.83
2e 28CN	1.14	0.27	0.91	2.01	-1.80
3 6CN	1.12	0.29	0.68	2.17	-1.79
3 28CN	1.12	0.27	0.66	2.15	-1.81
4a 6CN	1.31	0.40	0.91	2.24	-2.69
4b 28CN	1.14	0.33	0.74	2.21	-2.01
5 6CN	2.62	0.63	2.21	4.92	-4.26

Case	10min. VSV max [%]	10min. VSV medel [%]	10min. VSV 95%-perc. [%]	3s VSV max [%]	3s VSV min [%]
6 6CN	0.46	0.11	0.38	0.87	-0.75
*) 6CN = 6-kundersnät					
**) 28CN = 28-kundersnät					

Tabell 4-2 Sammanställning av resultat från simulerade fall – VSV-metoden

Från tabellen ovan framgår att högsta erhållna tiominuters VSV-värde vid trefasig anslutning är 1,8 % relativt nominell spänning, vilket inträffar i fallet då alla kunder i landsbygdsnätet har solcellsanläggningar. Vid enfasanslutningar blir ökningen hos spänningsändringarna hos kund ca 6 gånger högre än vid trefasanslutningar. I fallet då endast kund C1 har enfasanslutna solceller är det högsta erhållna tiominuters VSV-värdet från simuleringarna 2,62 % relativt nominell spänning.

Tiominuters VSV-värdet ger ett mått av hur de mellansnabba spänningsändringarna relaterar till de långsamma spänningsändringarna. Metoden viktar större avvikelser högre genom att rms-värdet av differensen mellan analyserat 3 s-värde och rms-värdet av 10-minutersperioden fram t.o.m. det analyserade 3 s-värdet över en 10-minuters period används.

En alternativ metod skulle kunna vara att istället ta fram högsta avvikelsen mellan alla högupplösta värden (exempelvis 1 eller 3 s) och 10 min. rms-värdet för varje 10-minutersperiod. Resultaten från denna metod redovisas i Appendix A3.

5 Diskussion och slutsatser

5.1 CASE 1 – HUR PÅVERKAR KUNDENS PLACERINGEN I NÄTET?

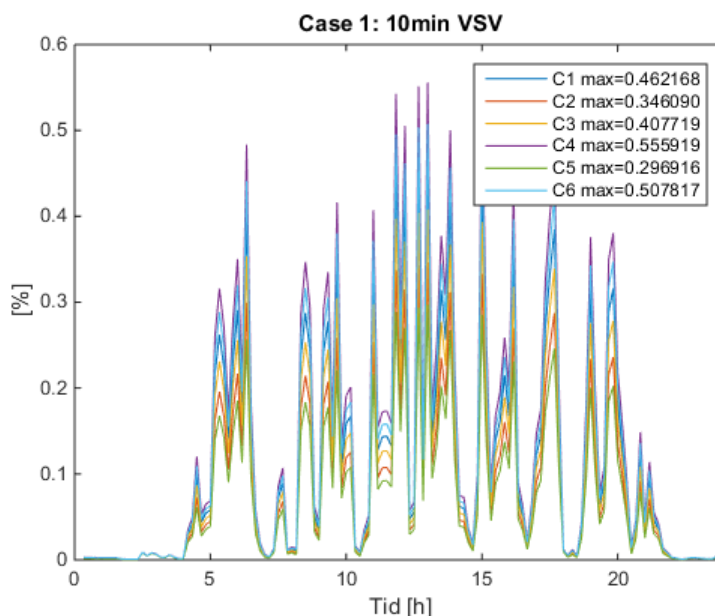
3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos en kund åt gången.

Fallet undersöker hur de mellansnabba spänningsvariationerna påverkas av kundens placering i nätet.

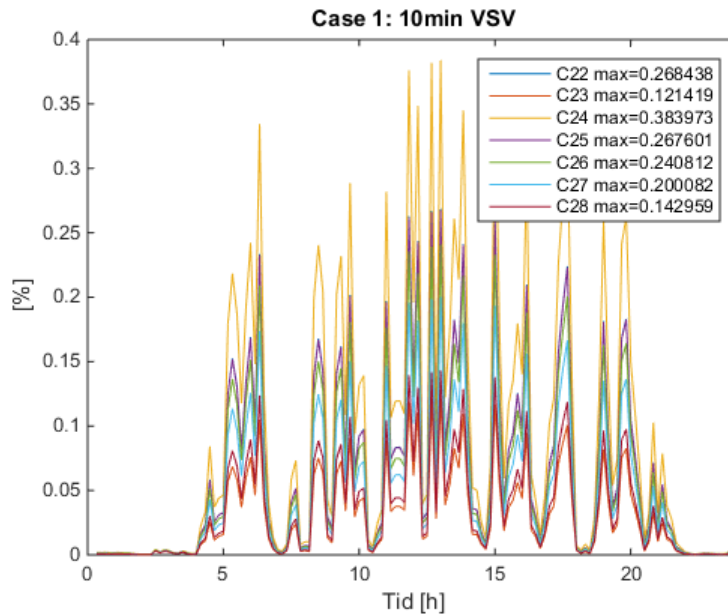
Figur 5-1 och Figur 5-2 visar tiominuters VSV-värden i procent för spänningen relativt nominell spänning hos respektive kund i referensnäten. För 6-kundersnätet redovisas alla kunder medan det för 28-kundersnätet endast redovisas ett urval, inklusive den kund som får högst påverkan.

I de flesta fall avgör kabelavståndet mellan kund och distributionstransformatorn hur stor spänningsökningen blir. Ju längre avstånd desto större spänningsökning. I de fall större kablar än normalt används i matningen till en kund, kan dennes spänningsökning vara mindre än spänningsökningen hos kunder med kortare kabelavstånd till distributionstransformatorn. Anledningen till detta är att det är den resulterade impedansen mellan distributionstransformator och kund som bestämmer spänningsökningen. För landsbygdsnätet ses ett maximalt tiominuters VSV-värde för spänningsvariationerna hos kund på ca 0,6 % (relativt nominell spänning) medan tätortsnätet får ett maximalt tiominuters VSV-värde på ca 0,4 %. 95-percentilen för motsvarande nät är 0,5 % respektive 0,3 %.

De högsta tiominuters VSV-värden som beräknats på den uppmätta spänningen från de olika mätpunkterna som kategoriseras som landsbygd är mellan 1,3 – 2,5 % (relativt nominell spänning) och för tätort mellan 0,7 – 1,8 %. Motsvarande 95-percentiler ligger mellan 0,5 – 1,2 % respektive 0,3 – 1,2 %. Värdena från simuleringarna är således mindre än de från mätningarna.



Figur 5-1 Tiominuters VSV-värden hos respektive kund i 6-kundersnätet



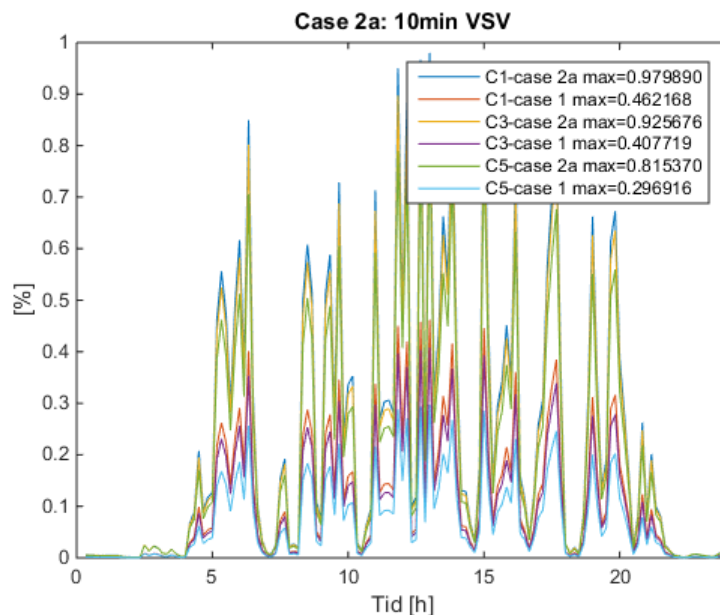
Figur 5-2 Tiominuters VSV-värden hos vissa av kunderna i 28-kundersnätet

5.2 CASE 2 – HUR PÅVERKAR SAMMANLAGRING?

3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos flera kunder samtidigt.

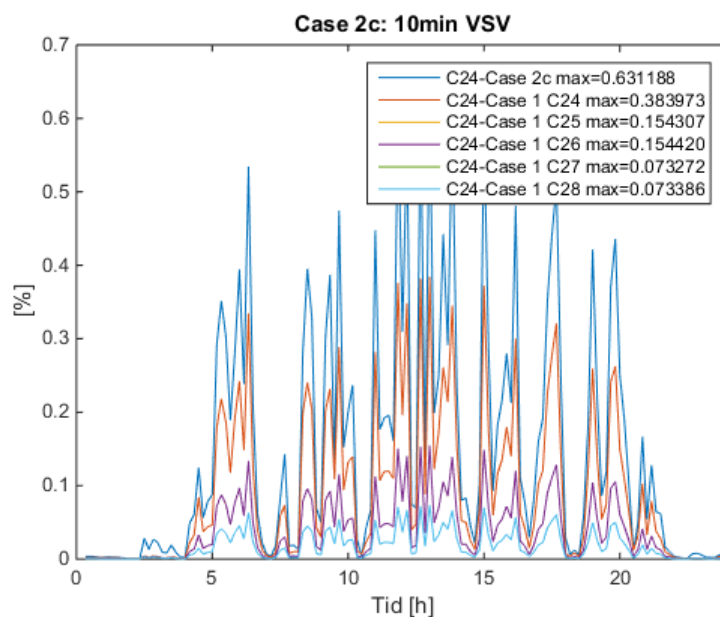
Fallet undersöker sammanlagringseffekter hos de mellansnabba spänningsvariationerna.

Då 50 % av kunderna i respektive nät har solcellsanläggningar, noteras en ökning av de mellansnabba spänningsvariationerna. Hos kunden ansluten till nod CB1 i landsbygdsnätet noteras en ökning från 0,5 %, då endast kunden själv har en ansluten solcellsanläggning, till 1,0 %, se Figur 5-3. Det maximala tiominuters VSV-värdet då alla kunder (100%) har solcellsanläggningar är 1,8 % (relativt nominell spänning) för landsbygdsnätet.



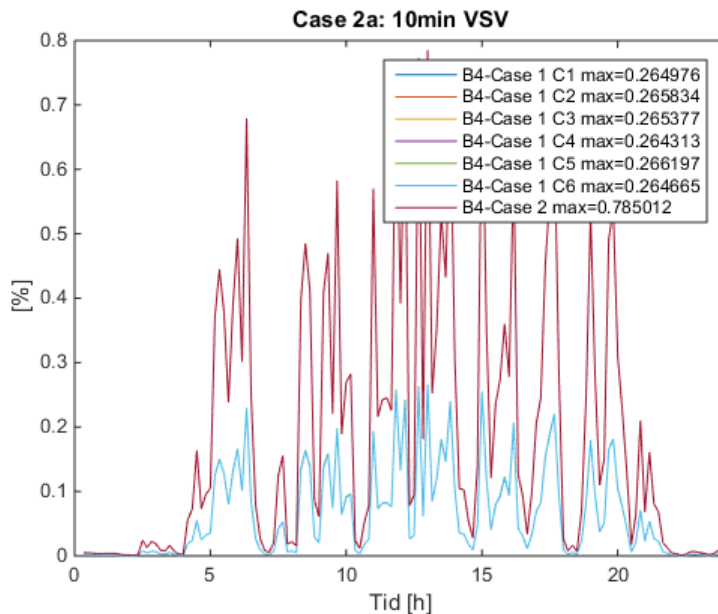
Figur 5-3 Tiominuters VSV-värden för spänning hos kunder i 6-kundersnätet, dels då endast kunderna själva har en solcellsanläggning (case 1) och dels då 50% av nätets kunder har solcellsanläggningar

Hos kunden ansluten till nod CB24 i tätortsnätet noteras en ökning av det maximala tiominuters VSV-värdet från 0,4 %, då endast kunden själv har en ansluten solcellsanläggning, till 0,6 %, se Figur 5-4. Det maximala tiominuters VSV-värdet då alla kunder har solcellsanläggningar är 1,2 % för tätortsnätet.



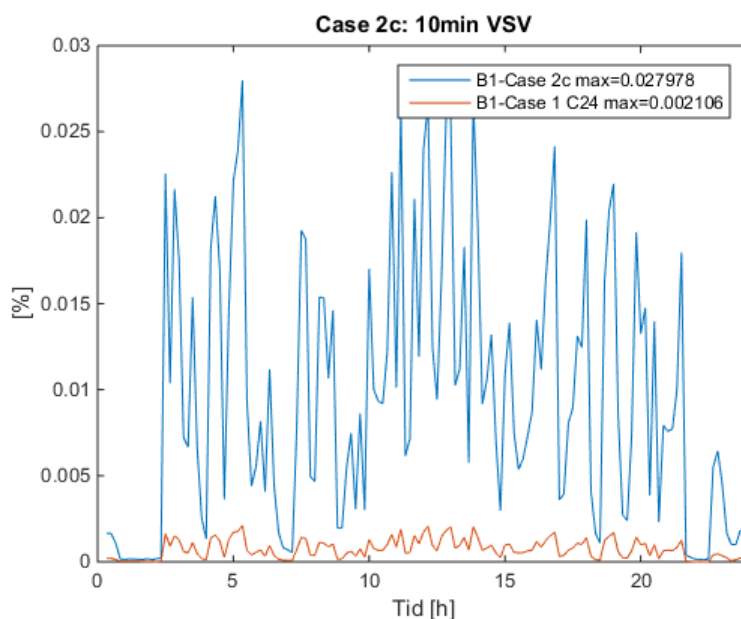
Figur 5-4 Tiominuters VSV-värden för spänningen hos kund C24 i 28-kundersnätet, dels då endast enstaka kunder har en solcellsanläggning (case 1) och dels då 50% av nätets kunder har solcellsanläggningar

Om man istället studerar spänningen hos sekundärsidan av distributionstransformatoren ses i landsbygdsnätet (nod B4) en ökning från ca 0,3 % (relativt nominell spänning) då enstaka kunder har solproduktion, till ca 0,8 % då 50 % av kunderna har solcellsanläggningar, se Figur 5-5. I fallet då alla kunder har solcellsanläggningar blir motsvarande siffra 1,6 %.



Figur 5-5 6-kundersnätet, spänning vid sekundärsida hos distributionstransformatoren

Även i tätortsnätet ses en ökning vid sammanlagring, men i båda fallen är påverkan vid sekundärsidan av distributionstransformator (nod B1) väldigt liten (notera skalan på y-axeln) vilket beror av att detta nät är så mycket starkare.



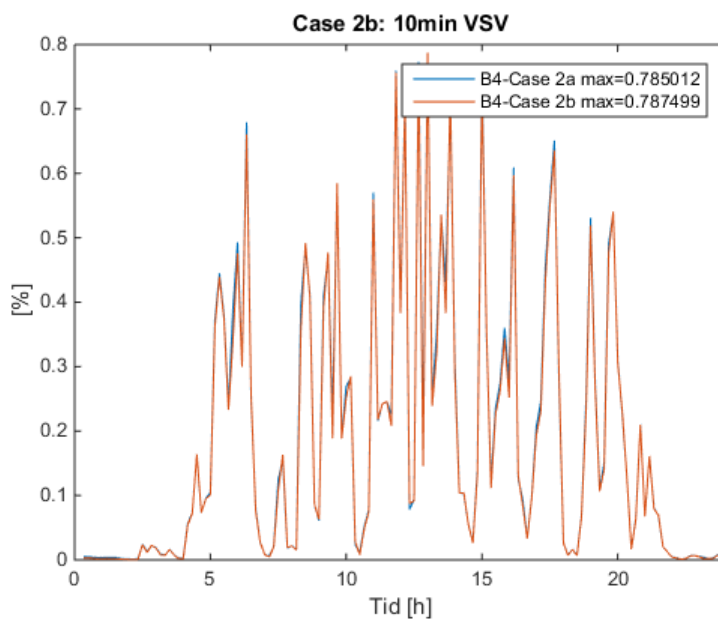
Figur 5-6 28-kundersnätet, spänning vid sekundärsida hos distributionstransformatoren

För case 2 har även tidsförskjutning i produktionen mellan olika kunders solceller undersökts.

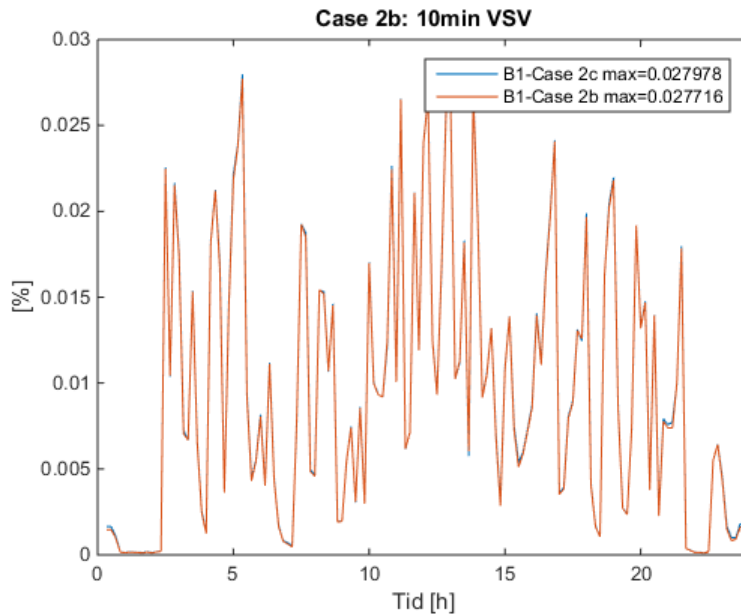
Figur 5-7 redovisar tiominuters VSV-värdena för spänningen vid sekundärsidan av distributionstransformatorn i landsbygdsnätet (nod B4) då 50 % av kunderna har solcellsanläggningar. Den blå kurvan motsvarar de mellansnabba spänningsvariationerna då ingen tidsförskjutning applicerats mellan anläggningarna och den röda kurvan då en tidsförskjutning mellan radialerna applicerats enligt Appendix A2 (första tabellen).

Figur 5-8 visar tiominuters VSV-värdena i tätortsnätet då 50 % av dess kunder har solcellsanläggningar. Den blå kurvan visar resultaten då en tidsförskjutning mellan radialerna applicerats enligt Appendix A2 (första tabellen) och den röda kurvan visar resultatet då tidsförskjutning mellan solcellsanläggningarna inom en radial applicerats enligt Appendix A2 (andra tabellen).

I båda fallen noteras att påverkan är väldigt liten.



Figur 5-7 Jämförelse mellan 10 min VSV-värden hos spänning vid sekundärsida hos distributionstransformatorn i 6-kundersnätet, dels då ingen tidsförskjutning applicerats och dels då en tidsförskjutning mellan radialerna applicerats.

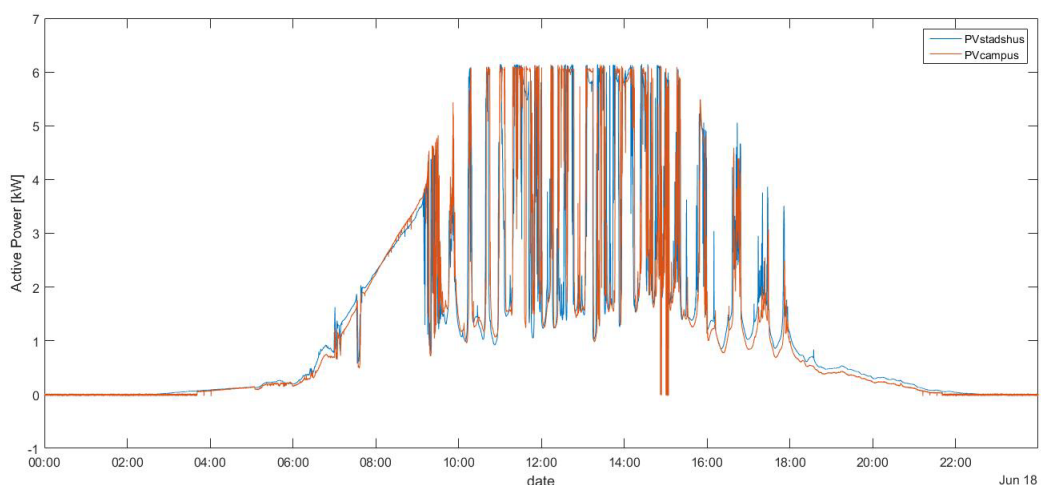


Figur 5-8 Jämförelse mellan 10 min VSV-värden hos spänning vid sekundärsida hos distributionstransformatorn i 28-kundersnätet, dels då en tidsförskjutning *mellan* radialerna applicerats och dels då en tidsförskjutning *inom* radialerna applicerats.

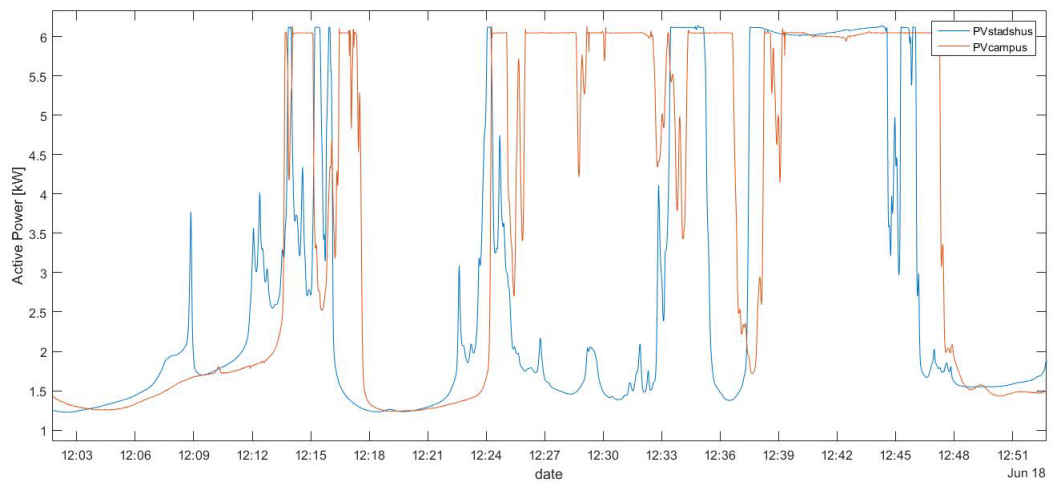
5.3 TIDSFÖRSKJUTNING SOLPRODUKTION

Tidsförskjutningen (mellan solcellsanläggningar) har i simuleringarna antagits som i det första delprojektet [1] där ett avstånd på ca. 100 meter ger en tidsförskjutning på 10 sekunder. Som referens har produktionseffekten hos två närliggande solcellsanläggningar jämförts. Anläggningarna ligger på ett avstånd av ca 500 m.

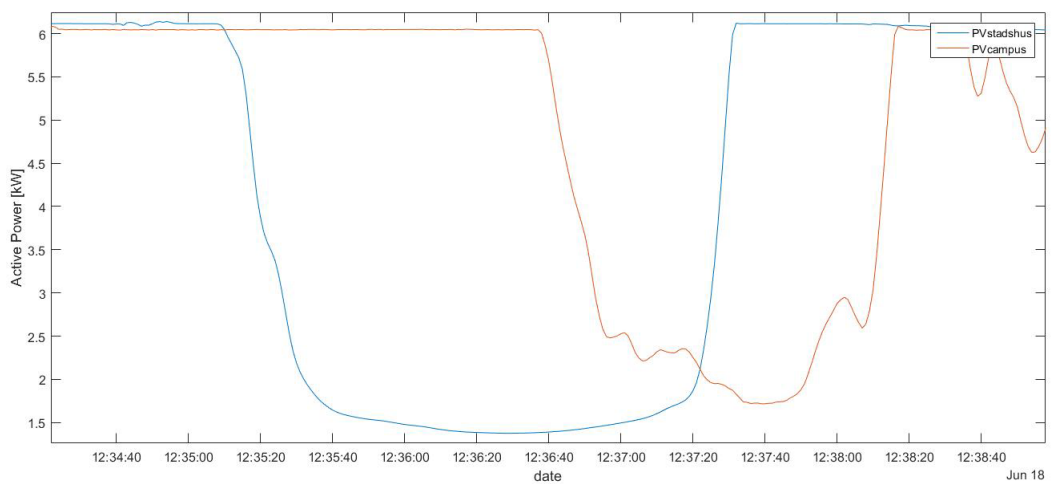
Resultatet visas i Figur 5-9 till Figur 5-12. För jämförelse har effekten skalats till 6 kW för båda anläggningarna.



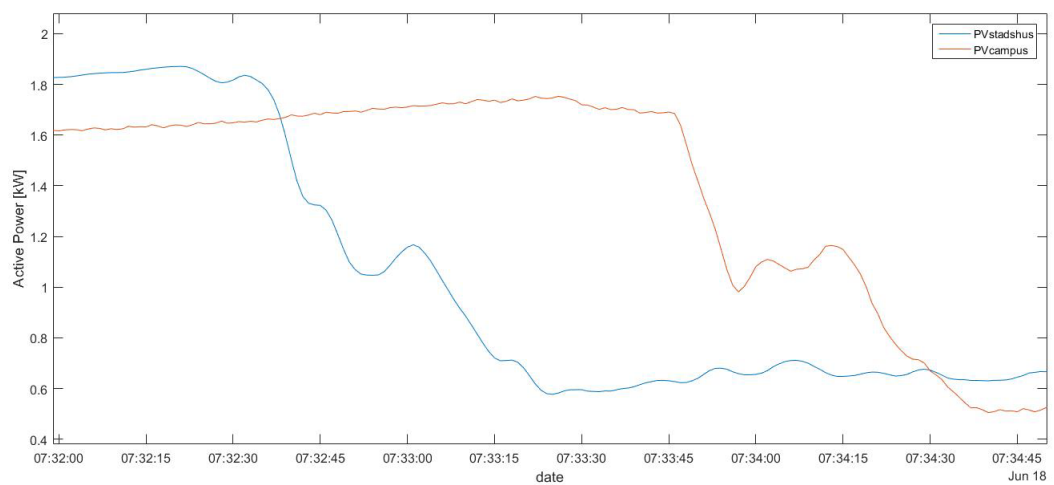
Figur 5-9 Solproduktion över ett dygn för de båda närliggande solcellsanläggningarna



Figur 5-10 Solproduktion mitt på dagen för de båda närliggande solcellsanläggningarna



Figur 5-11 Ytterligare inzoomning för de båda solcellsanläggningarna mitt på dagen



Figur 5-12 Inzoomad bild över solproduktion för de båda solcellsanläggningarna tidig morgon

Figur 5-10 visar att trots att anläggningarna är närbelägna kan produktionskurvan variera ganska mycket. Skillnaderna hos produktionskurvornas utseende är mer komplicerad än endast en tidsförskjutning, även om en sådan tydligt ses vid vissa tidpunkter

Figur 5-11 och Figur 5-12 indikerar att tidsförskjutningen i detta fall blir ca 1 – 1,5 minut för 500 m, d.v.s. något större tidsförskjutning än vad som antogs i fallstudierna (då 10 s per 100 m antogs). Tidigare fallstudier (Case 2b – 2e) indikerar att tidsförskjutningen mellan produktionsanläggningarna inte påverkar resultatet nämnvärt, varför denna skillnad inte anses som ett problem.

5.4 CASE 3 OCH CASE 4 - HUR PÅVERKAR BAKGRUNDSVARIATION?

5.4.1 Case3 - hur påverkar bakgrundsvariation?

3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos en kund åt gången med samtidig, normal variation av 10 kV spänningen.

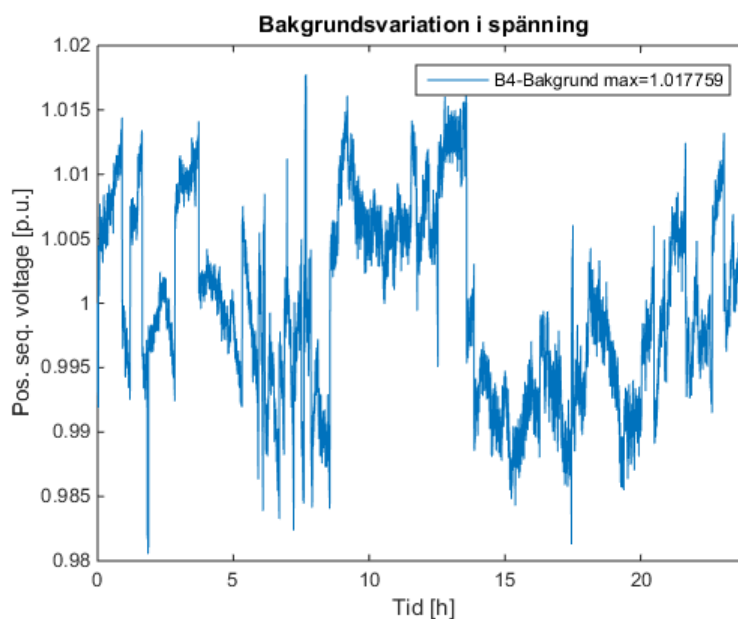
Fallet undersöker hur de mellansnabba spänningsvariationerna påverkas av kundens placering i nätet samt hur de samverkar med normala spänningsvariationer.

5.4.2 Case 4 - hur påverkar bakgrundsvariation vid sammanlagring?

3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos flera kunder med samtidig, normal variation av 10 kV spänningen.

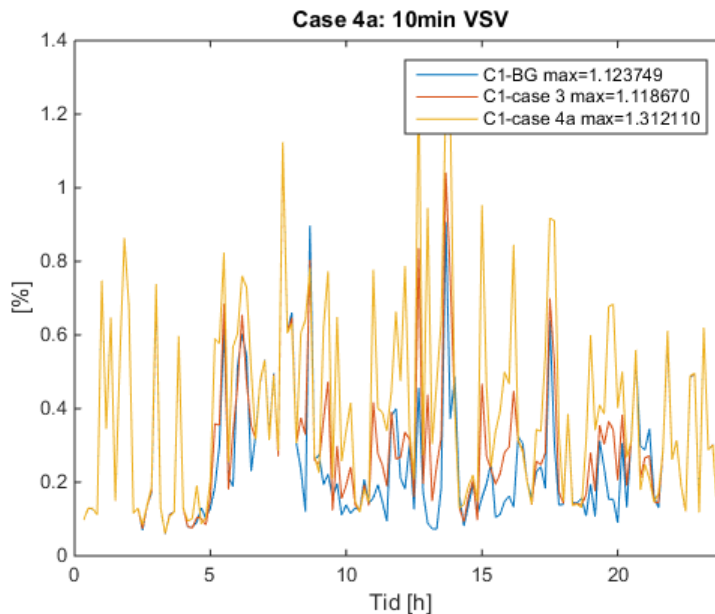
Fallet undersöker sammanlagringseffekter hos de mellansnabba spänningsvariationerna och samverkan med normala spänningsvariationer.

Figur 5-13 visar den uppmätta spänning som används vid simuleringarna i case 3 och 4. Spänningen har applicerats i modellen på primärsidan av distributionstransformatorn.

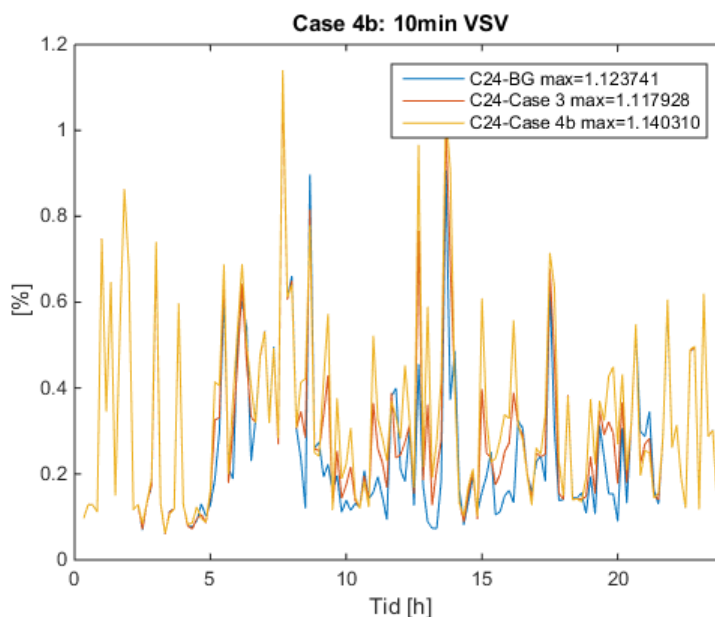


Figur 5-13 Uppmätt spänning vid sekundärsida hos 130/10kV transformator i landsbygdsnät

Figur 5-14 visar spänning hos kunden ansluten till nod CB1 i landsbygdsnätet dels utan att någon effekt från solcellsanläggning injiceras (blå kurva), dels då endast kunden själv har en ansluten solcellsanläggning (röd kurva) och dels då 50 % av kunderna har solcellsanläggningar (gul kurva). En ökning av spänningsvariationerna noteras då effekten från solcellsanläggningar adderas, men det är variationerna från 10 kV sidan som dominerar. Samma resultat ses även för tätortsnätet i Figur 5-15.

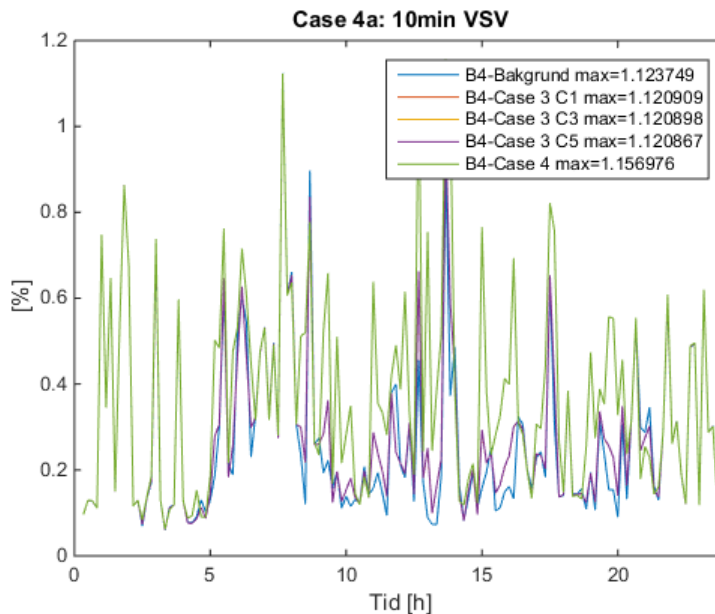


Figur 5-14 Jämförelse av mellansnabba spänningsvariationer hos kund 1 i 6-kundersnätet. Dels utan någon solproduktion, dels då endast kund 1 har en solcellsanläggning och dels då 50 % av kunderna har solcellsanläggningar. I samtliga fall inkluderas befintliga variationer i simuleringarna.

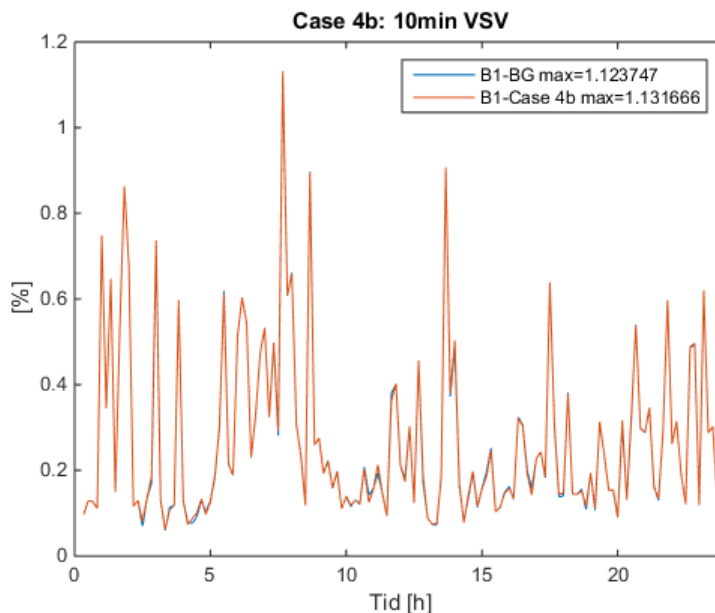


Figur 5-15 Jämförelse av mellansnabba spänningsvariationer hos kund 24 i 28-kundersnätet. Dels utan någon solproduktion, dels då endast kund 24 har en solcellsanläggning och dels då 50 % av kunderna har solcellsanläggningar. I samtliga fall inkluderas befintliga variationer i simuleringarna

Figur 5-16 och Figur 5-17 visar påverkan vid sekundärsidan hos distributionstransformatorn. Påverkan i dessa noder blir väldigt liten, i synnerhet i tätortsnätet.



Figur 5-16 Jämförelse av mellansnabba spänningsvariationer vid sekundärsidan av 6-kundersnätets distributionstransformator dels då endast spänningsvariationer på primärsidan inkluderas (blå kurva), dels då enstaka kunder har solcellsanläggningar (röd-, gul- och lila kurva) och dels då 50 % av kunderna har solcellsanläggningar.



Figur 5-17 Jämförelse av mellansnabba spänningsvariationer vid sekundärsidan av 28-kundersnätets distributionstransformator dels då endast spänningsvariationer på primärsidan inkluderas (blå kurva) och dels då 50 % av kunderna har anslutna solcellsanläggningar.

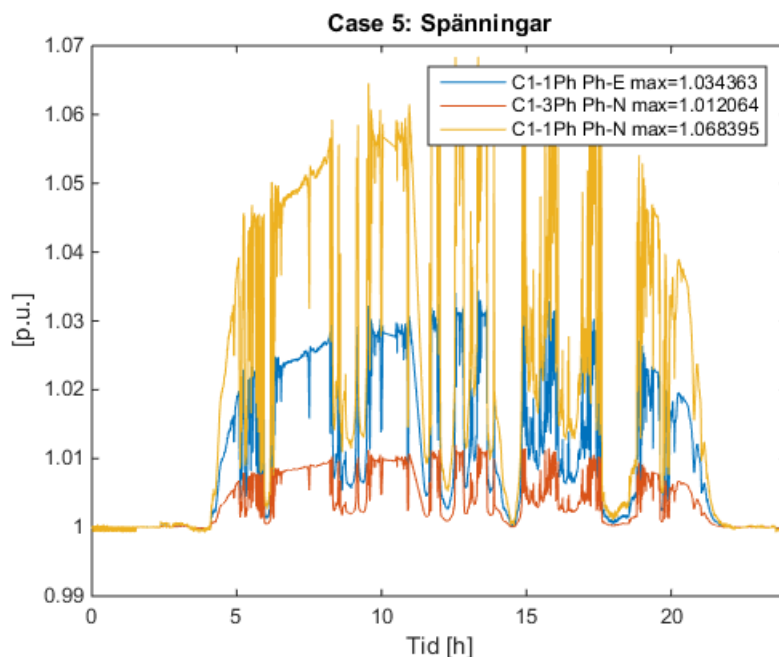
5.5 CASE 5 - HUR PÅVERKAR TYP AV FASANSLUTNING?

1-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos en kund.

Fallet undersöker hur de mellansnabba spänningsvariationerna kan skilja sig mellan 3-fas- och 1-fas anslutna solceller.

Case 5 undersöker anslutningstypens (3-fas eller 1-fas) påverkan på de mellansnabba spänningsvariationerna. Den installerade effekten hos solcellsanläggningarna är ca. 6 kW oavsett anslutningstyp.

Figur 5-18 visar de resulterande spänningarna hos kund 1 vid 3-fas respektive 1-fas-anslutning av solcellsanläggningar där gul kurva visar spänning mellan fas och neutral (U_{fn}) för 1-fas-anslutning, röd kurva visar spänning mellan fas och neutral (U_{fn}) för 3-fas-anslutning och blå kurva visar spänning mellan fas och "verklig" jord (U_{fj}) för 1-fas-anslutning. Med "verklig" jord avses en punkt med samma potential som jordningen i distributionstransformatorn vilken i detta fall kan anses vara noll (0).



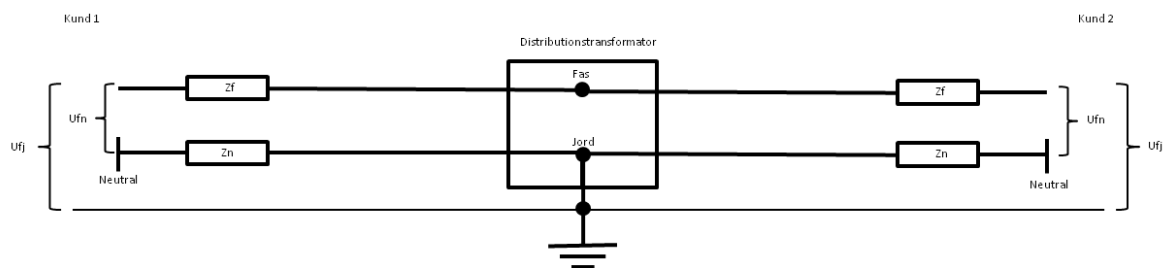
Figur 5-18 Spänningar hos kund 1 vid 3-fas respektive 1-fas-anslutning av solceller

Jämförs den gula och den röda kurvan framgår att den maximala spänningsökningen (hos fas-neutral spänningen) blir ca. 6 ggr. större vid 1-fas-anslutning av solceller jämfört med 3-fas-anslutning. Detta stämmer bra överens med resultaten från [2]. Anledningen till den höga spänningsökningen är att då enfasanslutna anläggningar används införs en obalans vilken resulterar i att det även går ström i neutralledaren. Strömmen i neutralledaren ger upphov till en potential i neutralpunkten hos kunden och bidrar på så sätt till förändringen av fas-neutral spänningen (U_{fn}) hos kunden.

Jämförs istället den blåa och den röda kurvan i Figur 5-18, ses att den maximala ökningen hos fas-"verklig" jord spänningen (U_{fj}) blir ca. 3 ggr. större jämfört med

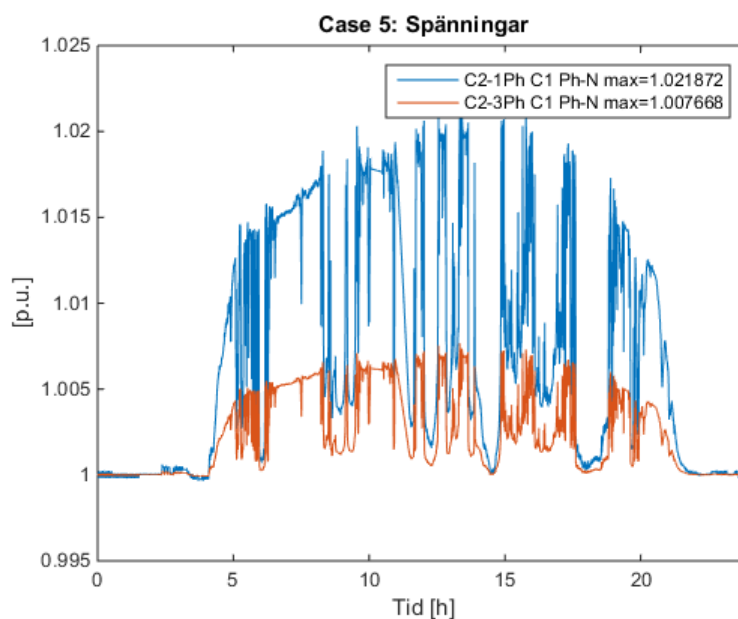
3-fas-anslutning. Detta då bidraget från neutralpunkten inte påverkar spänningen mellan fas-”verklig” jord (U_{fj}) som endast innefattar bidraget från fasen. Detta indikerar att påverkan på spänningsökningen hos kunder som inte har en delvis gemensam neutralledare, exempelvis kunder på parallella radialer från distributionstransformatorn, blir 3 ggr. större vid 1-fas-anslutna solceller jämfört med 3-fas-anslutna. Anledningen är att kunder på parallella radialer inte får någon ström i neutralledaren till följd av solcellerna och således inte någon förändring av potentialen i neutralpunkten.

Figuren nedan visar en schematisk bild av två kunders anslutning till en distributionstransformator. Kunderna ligger på var sin radial ut från transformatorn (d.v.s. ingen delvis gemensam neutralledare till distributionstransformatorn). Z_f är impedansen i fasledaren och Z_n är impedansen i neutralledaren.



Figur 5-19 Schematisk bild av två kunders anslutning till en distributionstransformator.

Figur 5-20 visar fas-neutral spänningen hos kund 2 vid 1-fas respektive 3-fas-anslutning av solceller hos kund 1 (se Figur 5-19). Spänningsskillnaden blir i detta fall ca. 3 gånger större för enfasanslutningen (blå kurva) än för trefasanslutningen.



Figur 5-20 Spänningar hos kund 2 (på annan radial än kund 1) vid 3-fas respektive 1-fas-anslutning av solceller hos kund 1

5.6 CASE 6 – HUR PÅVERKAR PRODUKTIONSKARAKTÄRISTIKEN?

3-fasig anslutning av solceller (6 kW) hos en kund med variationer i produktionskaraktäristik.

Fallet undersöker produktionskaraktäristikens påverkan på de mellansnabba spänningsvariationerna.

För att jämföra hur de olika solcellsanläggningarna påverkar de mellansnabba spänningsvariationerna, har en punkt i landsbygdsnätet studerats. Vid denna studie har tidsserier över ett dygn av aktiv och reaktiv effekt injicerats vid en kund (C1) vartefter VSV-beräkningar gjorts på den resulterande spänningen. Tidsserierna är från ett dygn med liknande karaktäristik: sol samt uppsprucket molntäcke.

Tabell 5-1 listar de mellansnabba spänningsvariationsnivåer som orsakas vid den studerade noden (C1, se Appendix A1).

Det kan noteras att de orsakade mellansnabba spänningsnivåerna inte skiljer sig så mycket åt för de olika anläggningarna vilket inte är förvånande då alla produktionskällor skalats till samma storlek och dygn med samma karaktäristik använts. Det som skiljer är främst när i tid de största variationerna inträffar.

Beteckning	Plats	10 min VSV [%]			3 s VSV [%]	
		Max	Medel	95-percentil	Max	Min
Org. PV	Piteå	0,5	0,1	0,4	0,9	-0,8
FUD PV	Ludvika	0,4	0,1	0,3	0,9	-0,6
Glava4 PV	Glava	0,5	0,1	0,3	0,8	-0,6
Glava100 PV	Glava	0,4	0,1	0,2	0,8	-0,5

Tabell 5-1 Mellansnabba spänningsvariationer som orsakas vid en kund i 6-kundersnätet då aktiv effekt från olika solcellsanläggningar injiceras hos kunden

5.7 KORTSLUTNINGSEFFEKTENS PÅVERKAN

För båda näten har angiven kortslutningseffekt använts under simuleringarna enligt nedan:

- 6-kundersnätet: 42 MVA (10 kV skenan)
- 28-kundersnätet: 111 MVA (10 kV skenan)

En undersökning av kortslutningseffektens påverkan på de mellansnabba spänningsvariationerna har utförts och ger följande resultat.

Tabell 5-2, Tabell 5-3 och Tabell 5-4 nedan visar sammansättningen av den totala impedansen från en ideal spänningskälla till kund 1 och 5 i 6-kundersnätet och kund 7 i 28-kundersnätet.

6-kundersnätet: Kund 1							
0,4 kV nät Distr. trafo - CB1		Överliggande nät		Distr. transformator		Totalt	
R [ohm]	X [ohm]	R [ohm]	X [ohm]	R [ohm]	X [ohm]	R [ohm]	X [ohm]
0.2786	0.0276	0.0017	0.0034	0.0000	0.0640	0.2803	0.0950
[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]		
99.4	29.1	0.6	3.6	0.0	67.4		

Tabell 5-2 Impedanssammansättning för kund 1 i 6-kundersnätet

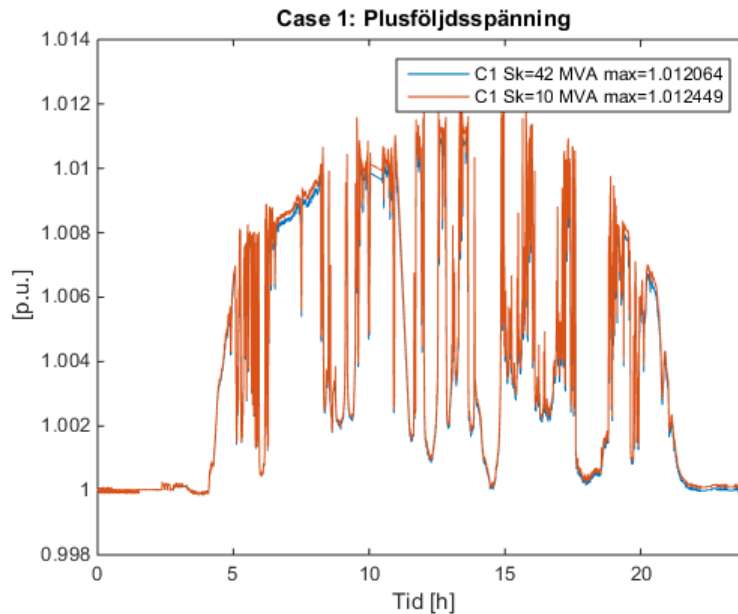
6-kundersnätet: Kund 5							
0,4 kV nät Distr. trafo - CB1		Överliggande nät		Distr. transformator		Totalt	
R [ohm]	X [ohm]	R [ohm]	X [ohm]	R [ohm]	X [ohm]	R [ohm]	X [ohm]
0.1775	0.0197	0.0017	0.0034	0.0000	0.0640	0.1793	0.0871
[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]		
99.0	22.6	1.0	3.9	0.0	73.5		

Tabell 5-3 Impedanssammansättning för kund 5 i 6-kundersnätet

28-kundersnätet: Kund 7							
0,4 kV nät Distr. trafo - CB7		Överliggande nät		Distr. transformator		Totalt	
R [ohm]	X [ohm]	R [ohm]	X [ohm]	R [ohm]	X [ohm]	R [ohm]	X [ohm]
0.0907	0.0236	0.0007	0.0013	0.0000	0.0157	0.0914	0.0406
[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]		
99.3	58.2	0.7	3.1	0.0	38.7		

Tabell 5-4 Impedanssammansättning för kund 7 i 28-kundersnätet

Som framgår av tabellerna ovan utgör impedansen från (10 kV) nätet endast en liten del av den totala impedansen till kunderna. Resistansen från nätet utgör 0,5 – 1 % av den totala resistansen och reaktansen från nätet utgör 3,5 – 4 % av den totala reaktansen. Huvuddelen av impedansen utgörs av kablarna i distributionsnätet. Kortslutningseffektens påverkan på spänningsvariationerna för kunderna kan därför anses försumbar. Detta bekräftas av Figur 5-21 som visar Case 1 för kund 1 i 6-kundersnätet, dels med normal kortslutningseffekt (42 MVA) och dels vid reducerad kortslutningseffekt (10 MVA).



Figur 5-21 Spänningsvariationer Case 1- kund 1 vid normal och reducerad kortslutningseffekt

5.8 SLUTSATSER

Sammantaget kan följande slutsatser dras från projektet:

- Det verkar inte vara några uppenbara höga risker för drastiska öknings av mellansnabba spänningsvariationer som en orsak av produktion från solcellsanläggningar installerade på distributionsnivå med de effekter som undersöks här.
- Priset för både solpaneler och omriktare blir dock billigare och billigare samtidigt som teknologin förbättras, varför det i framtiden inte alls är omöjligt med ett scenario där högre effekter installeras vid varje kund.

Från tidigare mätningar och från mätningar gjorda i detta projekt kan följande slutsatser rörande befintliga mellansnabba spänningsvariationer dras:

- De maximala tiominuters VSV-värden för de uppmätta spänningarna ligger i intervallen
 - × 1,3 – 2,5 % relativt nominell spänning i landsbygdsnätet
 - × 0,7 – 1,8 % i tätortsnätet
- 95-percentil ligger i intervallen
 - × 0,5 – 1,5 % i landsbygdsnätet
 - × 0,3 – 1,2 % i tätortsnätet

Simuleringar utförda för två faktiska distributionsnät med 6 respektive 28 kunder ger följande slutsatser rörande förväntade mellansnabba spänningsvariationer vid förekomst av solcellsanläggningar i näten:

Fall utan variationer i bakgrundsspänningen

- Hos den kund med störst impedans till distributionstransformatorn i respektive nät fås ett maximalt 10 minuters VSV-värde, då endast den kunden har en solcellsanläggning, på
 - 0,6 % i 6-kundersnätet (landsbygd)
 - 0,4 % i 28-kundersnätet (tätort)
- Vid en situation då hälften av kunderna har solcellsanläggningar ger ett maximalt tiominuters VSV-värde hos kund på
 - 1,0 % i 6-kundersnätet (motsvarar en ökning på ca 75 %)
 - 0,6 % i 28-kundersnätet (motsvarar en ökning på ca 66 %)
- Då alla kunder i respektive nät har solcellsanläggningar noteras ett maximalt tiominuters VSV-värdet hos kund på
 - 1,8 % i landsbygdsnätet
 - 1,1 % i tätortsnätet
- Spänningsvariationerna orsakade av solcellsanläggningarna är i paritet med de uppmätta variationerna men något lägre
- Det maximala tiominuters VSV-värdet vid distributionstransformatorns sekundärsida i 6-kundersnätet är
 - 0,3 % då endast en kund har PV
 - 0,8 % då hälften av kunderna har PV
 - För 28-kundersnätet är nivåerna försumbara
- Den studerade tidsförskjutningen i produktion mellan kunderna med solcellsanläggningar verkar ha väldigt liten påverkan på de mellansnabba spänningsvariationerna.

Fall med variationer i bakgrundsspänningen

- Då variationer i bakgrundsspänningen adderas till variationer orsakade av solcellsanläggningarna, ses för fallet då hälften av kunderna har solcellsanläggningar ett maximalt tiominuters VSV-värde hos kund på
 - 1,3 % i 6-kundersnätet (motsvarar en ökning på ca 17 % relativt då endast en kund har solcellsanläggning)
 - 1,1 % i 28-kundersnätet (motsvarar en ökning på ca 3 % relativt då endast en kund har solcellsanläggning)
- relaterat mot 1,1% vid endast variationer i bakgrundsspänningen

- De mellansnabba spänningsvariationerna domineras av de befintliga variationerna i bakgrundsspänningen.

Fall med två anslutningstyper av solcellsanläggningar (3-fas och 1-fas)

- Vid installation av enfasanläggningar noteras en spänningsökning med 6 gånger i den aktuella fasen sett hos kunden.
- Påverkan på kunder som inte har delvis gemensam neutralledare (exempelvis kunder på parallella radialer) är en spänningsökning motsvarande 3 gånger i den aktuella fasen mot vad den skulle varit vid en trefasinstallation.

Fall med variation av solcellsanläggningar

- Spänningsvariationerna från de olika solcellsanläggningarna var liknande då de skalats till samma storlek samt dagar med liknande karakteristik (sol med uppsprucket molntäcke) använts.

6 Möjligheter att begränsa de mellansnabba spänningsvariationerna

Det finns olika möjligheter att begränsa de mellansnabba spänningsvariationerna för att undvika negativa konsekvenser.

En åtgärd för att minska risken för överspänning är att sänka spänningsnivån med hjälp av lindningskopplare eller en shunt reaktor, vilket leder till ökade marginaler. Detta får dock konsekvensen att en eventuell risk för underspänning ökar, speciellt i situationer då det är hög last och låg solproduktion. Observera att denna åtgärd inte minskar de mellansnabba spänningsvariationerna utan endast minskar konsekvenserna av dessa.

Det är också värt att notera att själva in- eller urkopplingen av shuntreaktorn eller lindningskopplarsteget i sig orsakar ökad mängd mellansnabba spänningsvariationer.

Som nämns i [2] är energilagring hos kunderna, aktiv effektereglering, en möjlig åtgärd för att minska variationer orsakade av förändringar i produktionen från solcellsanläggningar. Genom kontrollalgoritmer som begränsar den aktiva effekt som matas in vid detektering av snabba spänningsökningar (laddning av energilagret alt. curtailment "spilla energin" i det fall utrymme saknas för att lagra) skulle snabba spänningsökningar kunna motverkas. På samma sätt skulle snabba spänningssänkningar kunna motverkas genom att mata aktiv effekt från lagret. Energilagret skulle behöva en i- och urladdningseffekt som motsvarar storleken på solcellsanläggningen för att teoretiskt kunna motverka alla snabba ändringar. För syftet att motverka de mellansnabba spänningsvariationerna skulle energilagret endast behöva en begränsad energikapacitet då det i praktiken handlar om att jämma ut skillnader mot de långsamma spänningsvariationerna (10 min rms) vilka fluktuerar kring 0.

Beroende på lagrets kapacitet kan det eventuellt finnas begränsningar som gör att man inte kan motverka alla spänningssänkningar då lagret är tomt.

I [4] diskuteras möjlig lösning för att begränsa de mellansnabba spänningsvariationerna orsakade av en solpark på ca 6 MW ansluten till ett 25 kV-nät. I artikeln diskuteras två metoder där mjukvarulösningar för solparkens kontrollsystem använder den outnyttjade mängden reaktiv effekt (relativt panelernas märkeffekt) för att motverka de mellansnabba spänningsvariationerna. Den enklare av metoderna utnyttjar det förenklade sambandet för spänningsvariation orsakad av injicerad aktiv och reaktiv effekt (ekvation 4), samt att spänningsvariationen är förhållandevis liten.

	$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP + XQ}{U^2}$	(4)
--	--	-----

Detta resulterar i följande samband för hur mycket reaktiv effekt som behöver injiceras:

	$\Delta Q \approx \frac{\Delta P}{\left(\frac{X}{R}\right)}$	(5)
--	--	-----

Resultatet av studierna som presenteras i artikel var lyckosamma och antalet lindningskopplingar (vilket var syftet att reducera) minskade drastiskt.

För solpaneler installerade i lågspänningsnätet är dock denna metod inte lika väl lämpad. Detta då X/R nivån i lågspänningsnät ofta är lägre varför den reaktiva effekten som behöver injiceras blir högre, vilket i sin tur ger en högre påverkan på övriga nätet.

7 Rekommendationer

7.1 FÖRSLAG PÅ ANPASSNING AV STANDARDER

I dagsläget beaktas inte tidsintervallet mellan 1 sekund och 10 minuter i några standarder.

Resultaten av de studier som utförts i detta projekt indikerar inte på några alarmerande nivåer för de spänningsvariationer som ligger i intervallet mellan 1 s och 10 minuter, s.k. mellansnabba spänningsvariationer. Nivåerna ligger dock i paritet med de spänningsvariationer som observerats i olika nätpunkter idag.

Då spänningsvariationer i detta tidsintervall kan ligga några procent över det uppmätta 10min rms-värdet (för vilket det finns rekommenderade gränsvärden i standarder) finns det ett värde att bevaka detta tidsintervall för framtiden.

Ett förslag är därför att utöka IEC 61000-4-30 med ett elkvalitetsindex för ett tiominuters VSV-värde, vilket kan kvantifiera spänningsvariationer i intervallet 1 s – 10 min.

Avsnitt 7.1.1 beskriver hur en definition av detta elkvalitetsindex skulle kunna se ut (Avsnittet är skrivet på engelska då standarden är på engelska).

7.1.1 Very short voltage variations

Measurement method

– Class A

The 150/180-cycle aggregated value $U_{rms-150/180}$ and a 10 min aggregated value $U_{rms-10min}$ shall be used to assess the 10 min very short voltage variation parameter, $U_{10minVSV}$, in per cent of the nominal voltage U_n

The aggregated values are in turn assessed by the 10/12-cycle r.m.s. value $U_{rms-200ms}$.

– Class S

Same as class A.

– Class B

The calculation shall be based on the r.m.s. value of the voltage over periods specified by the manufacturer.

Measurement uncertainty and measuring range

The underlying 10/12-cycles r.m.s. values shall be consistent with the requirements of 5.2.2¹.

Calculation of the 10 min very short voltage variation

The calculation of the 10 min very short voltage variation parameter ($U_{10\text{minVSV}}$) is based on aggregated r.m.s. voltage magnitude values calculated each 150/180-cycle interval.

For each 150/180-cycle interval, t_i , a 10 min aggregated value $U_{\text{rms-10min}}$ and a 150/180 cycle aggregated value $U_{\text{rms-150/180}}$ is calculated as described in 4.5.2¹ and 4.3.211. Note that a 10 min aggregated value should be calculated after each 150/180-cycle interval and not only at the RTC 10 min tick.

The 10 min very short voltage variation parameter $U_{10\text{minVSV}}$ expressed as a percentage is calculated by the following expression

$$U_{10\text{min-VSV}}(t_k) = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k \left(U_{\text{rms-150/180}}(t_i) - U_{\text{rms-10min}}(t_i) \right)^2}}{U_n} \times 100 [\%]$$

Where

N is the number of 150/180-cycles in the 10 min interval (approximately 200)

t_k is the time sample at the conclusion of the 10 min interval

*Measurement evaluation***– Class A**

The 10 min time interval for $U_{10\text{minVSV}}$ shall commence on an RTC 10 min tick, and shall be tagged with the absolute time (see 4.5.3¹).

Voltage dips, swells, individual rapid voltage changes, and interruptions shall cause $U_{10\text{minVSV}}$ output values to be flagged.

– Class S

Same as class A.

– Class B

Not applicable.

7.2 REKOMMENDATIONER TILL TILLVERKARE AV MÄTINSTRUMENT

För att möjliggöra studier av mellansnabba spänningsvariationer och för att enkelt kunna bevaka spänningsvariationerna i tidsintervallet mellan 1 s och 10 min vore det önskvärt att tillverkare av mätinstrument inkluderar möjligheten att mäta det i 7.1 föreslagna elkvalitetsindexet tiominuters VSV.

¹ Referring to sections in IEC 61000-4-30

8 Fortsatt arbete

Trots att inga alarmerande nivåer på mellansnabba spänningsvariationer i tidsintervallet 1 s till 10 minuter noterats i detta projekt, är det ändå av värde att fortsätta studera påverkan av detta tidsintervall. Några möjliga fortsättningar listas nedan:

- Studier som inkluderar lastmodeller för både passiva- och dynamiska laster (så som motorer, kompressorer etc.). Studien kan dels titta på hur spänningen i nätet påverkas, samt även hur lasterna själva påverkas av de mellansnabba variationerna.
- Studier av hur de mellansnabba variationerna ändras över säsong. Studien bör inkludera veckomätningar från olika delar av året (för olika geografiska placeringar).
- Studier av närliggande solcellsanläggningar. Studierna kan jämföra produktionskurvor från närliggande solcellsanläggningar för ett större antal solcellsanläggningar vid olika väderförhållanden
- Studier av påverkan av mellansnabba variationer på olika laster. Studierna bör initialt utföras i labbmiljö.

9 Referenser

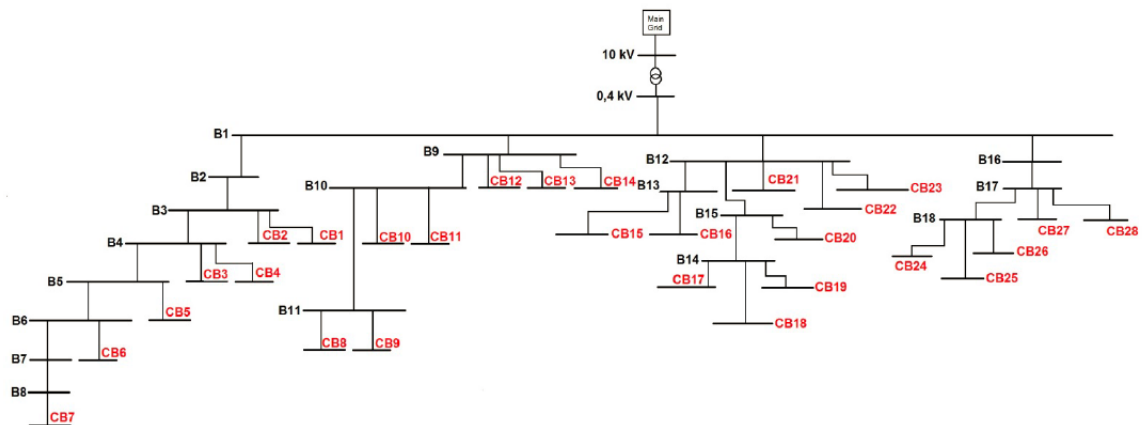
- [1] O. Lennerhag, M. Bollen, S. Ackeby och S. Rönnberg, "Spänningsvariationer och intermittent produktion," Energiforsk, 2014.
- [2] M. Bollen, "ÖVERSPÄNNING FRÅN ENFASANS LUTNA SOLPANELER," Energiforsk, 2017.
- [3] D. Schwanz, F. Möller, S. K. Rönnberg, J. Meyer och M. H. Bollen, *Stochastic Assessment of Voltage Unbalance due to Single-Phase-Connected Solar Power*, IEEE, 2016.
- [4] F. C. L. Trindade, T. S. D. Ferreira, M. G. Lopes och W. Freitas, "Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems With PV Solar Farms," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, VOL. 32, NO. 2, April 2017.

Appendix

A1. Nätmodeller

Projektets simuleringar har utförts i två faktiska distributionsnät där data tillhandahållits av LTU. Näten beskrivs i figurerna och tabellerna nedan.

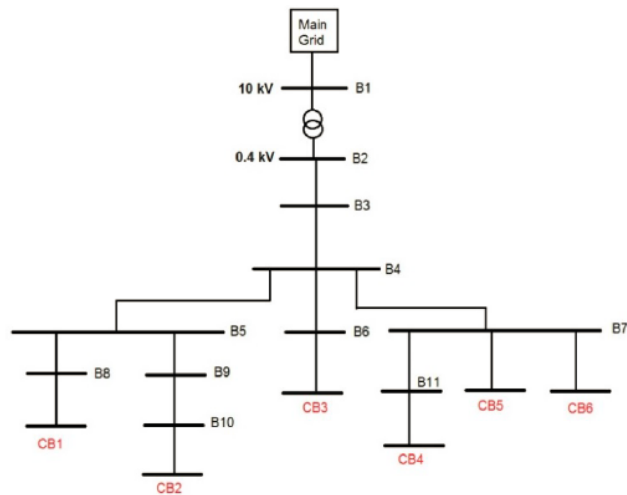
28-kundersnätet, vilket motsvarar ett tätortsnät:



28-kundersnätet (tätort)

Kortslutningseffekt	111 MVA
Märkeffekt distributionstransformator	500 kVA
Impedans distributionstransformator	4,9 % (9,8 Ω) 0,016 Ω
Impedans CB24** – distributionstransformator	0,23 Ω

6-kundersnätet, vilket motsvarar ett landsbygdsnät



6-kundersnätet (landsbygd)	
Kortslutningseffekt	42 MVA
Märkeffekt distributionstransformator	100 kVA
Impedans distributionstransformator	4 % (40 Ω) 0,064 Ω
Impedans CB4* – distributionstransformator	0,34 Ω

Näten beskrivs mer detaljerat i [3]. Ändringar/Justeringar enligt nedan är gjorda.

6-kundersnätet:

- Kortslutningseffekt på 10 kV skenan = 42 MVA vilket motsvarar en kortslutningsimpedans på $1,0736 + j2,1325$ ohm.

28-kundersnätet:

- Kortslutningseffekt på 10 kV skenan = 111 MVA vilket motsvarar en kortslutningsimpedans på $0,4174 + j0,7977$ ohm.
- Anslutningen B3-CB4 i *Table V* exkluderad då en inte existerar (tryckfel).
- Anslutningen B3-B4 modellerad som 56 m AKKJ-150. Data för anslutningen saknas i *Table V*.
- Anslutningen B4-CB4 modellerad som 22,4 m EKKJ-10. Data för anslutningen saknas i *Table V*.
- Anslutningen B6-B7 modellerad som 52,3 m AKKJ-150. Data för anslutningen saknas i *Table V*.
- Anslutningen B7-B8 modellerad som 1,2 m N1XE-150. Data för anslutningen saknas i *Table V*.
- Anslutningen B8-CB7 modellerad som 34,2 m N1XE-50 ($R=0,641$ ohm/km, $X=0,0723$ ohm/km, $B=31,415$ μ S/km). Data för anslutningen saknas i *Table V*.
- Anslutningen 0,4 kV-B1 modellerad som impedanslös (direktanslutning).

A2. Tidsförskjutning mellan solcellsanläggningar

Tabellen nedan beskriver fallet då tidsförskjutning mellan radialerna applicerats. Tidsförskjutningarna är angivna per kund.

Tidsförskjutning mellan radialer			
	Kund	Kabelavstånd ref. trafo [m]	Tidsförskjutning [s]
6-kundersnätet	C1	n.a.	0
	C2	n.a.	0
	C3	n.a.	10
	C4	n.a.	20
	C5	n.a.	20
	C6	n.a.	20
28-kundersnätet	C1	n.a.	0
	C2	n.a.	-
	C3	n.a.	0
	C4	n.a.	-
	C5	n.a.	0
	C6	n.a.	-
	C7	n.a.	0
	C13	n.a.	10
	C12	n.a.	-
	C14	n.a.	-
	C10	n.a.	10
	C11	n.a.	-
	C9	n.a.	10
	C8	n.a.	-
	C22	n.a.	20
	C21	n.a.	-
	C23	n.a.	-
	C15	n.a.	20
	C16	n.a.	-
	C20	n.a.	-
	C17	n.a.	20
	C19	n.a.	20
	C18	n.a.	-
	C27	n.a.	30
	C28	n.a.	-
	C24	n.a.	30
	C25	n.a.	30
	C26	n.a.	-

Tabellen nedan beskriver fallet då tidsförskjutning inom radialerna applicerats. Tidsförskjutningarna är angivna per kund.

Tidsförskjutning inom radialer		
Kund	Kabelavstånd ref. trafo [m]	Tidsförskjutning [s]
C1	161,6	0
C2	117,8	0
C3	171,3	0
C4	171,3	0
C5	241,2	10
C6	303,5	20
C7	368,1	20
C13	316,2	20
C12	299,9	20
C14	293,5	20
C10	403,3	30
C11	383,8	20
C9	490	40
C8	482,1	40
C22	262,6	10
C21	230,7	10
C23	213,9	10
C15	329,1	20
C16	314,1	20
C20	289,1	10
C17	355,4	20
C19	359,5	20
C18	348,2	20
C27	249,4	10
C28	230,5	10
C24	377,2	20
C25	338,4	20
C26	329,5	20

28-kundersnätet

A3. Alternativ metod

Simuleringsresultaten har också sammanfattats utifrån en alternativ metod. Denna metod innebär en jämförelse (differens) mellan högsta 1-sekundersvärdet och 10-sekunders rms-värdet för varje 10-minutersperiod. Högsta erhållna differens enligt ovan hos de analyserade spänningarna i respektive fall visas i tabellen nedan. För en beskrivning av fallen hänvisas till Tabell 4-1.

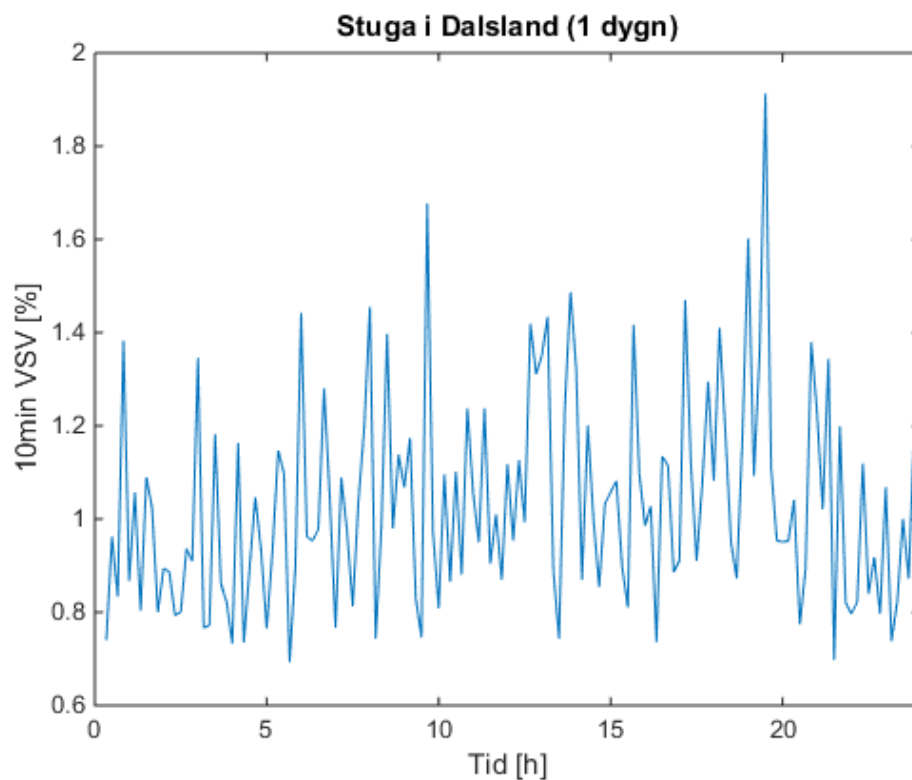
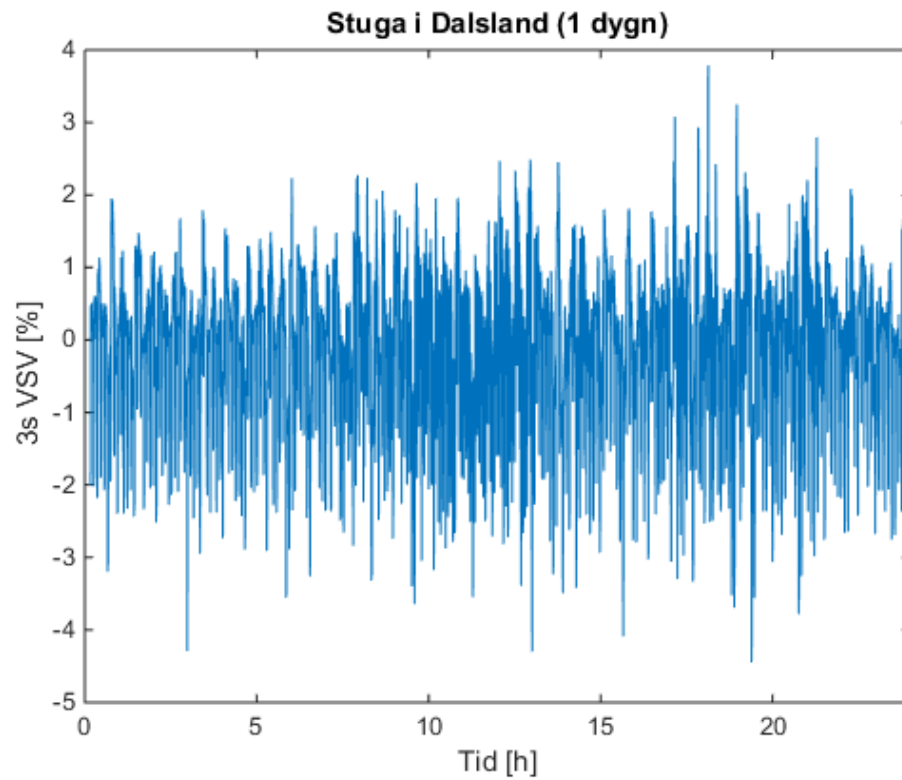
Case	Diff. Max [%]	Diff. Medel [%]	Diff. 95-perc. [%]
1 6CN*	1,03	0,18	0,72
1 28CN**	0,71	0,12	0,50
2a 6CN	1,81	0,32	1,27
2b 6CN	1,35	0,22	0,88
2b 28CN	0,33	-0,14	0,12
2c 28CN	1,10	0,19	0,76
2d 6CN	3,05	0,50	2,00
2e 28CN	1,96	0,34	1,32
3 6CN	2,05	0,44	1,01
3 28CN	2,04	0,41	1,00
4a 6CN	2,56	0,60	1,56
4b 28CN	2,08	0,50	1,22
5 6CN	4,81	0,84	3,40
6 6CN	0,85	0,15	0,60

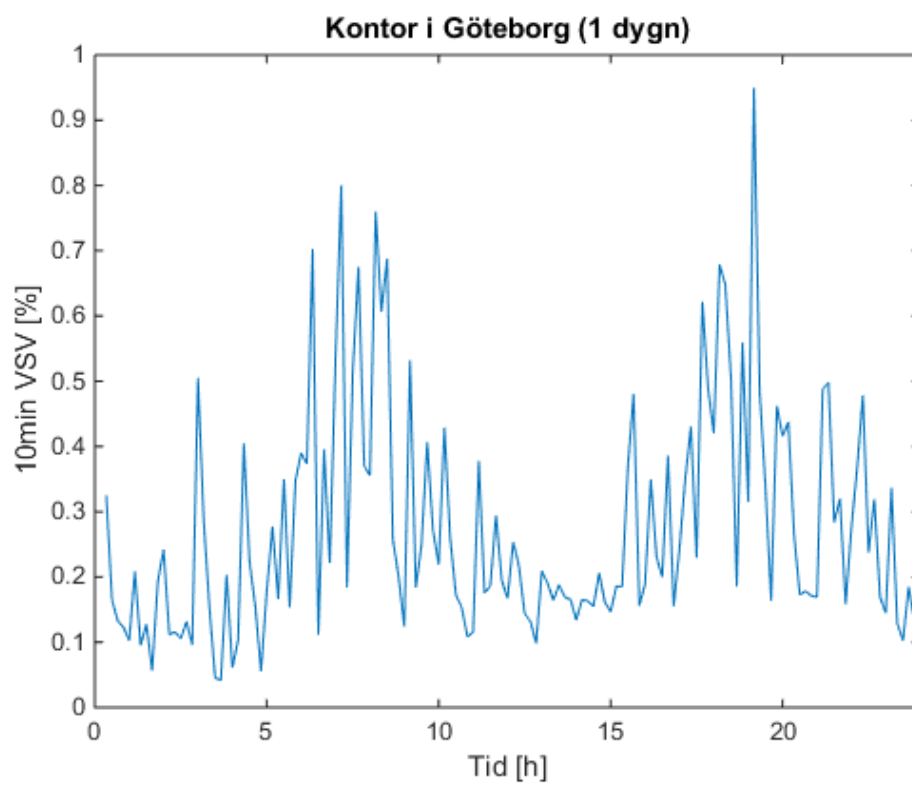
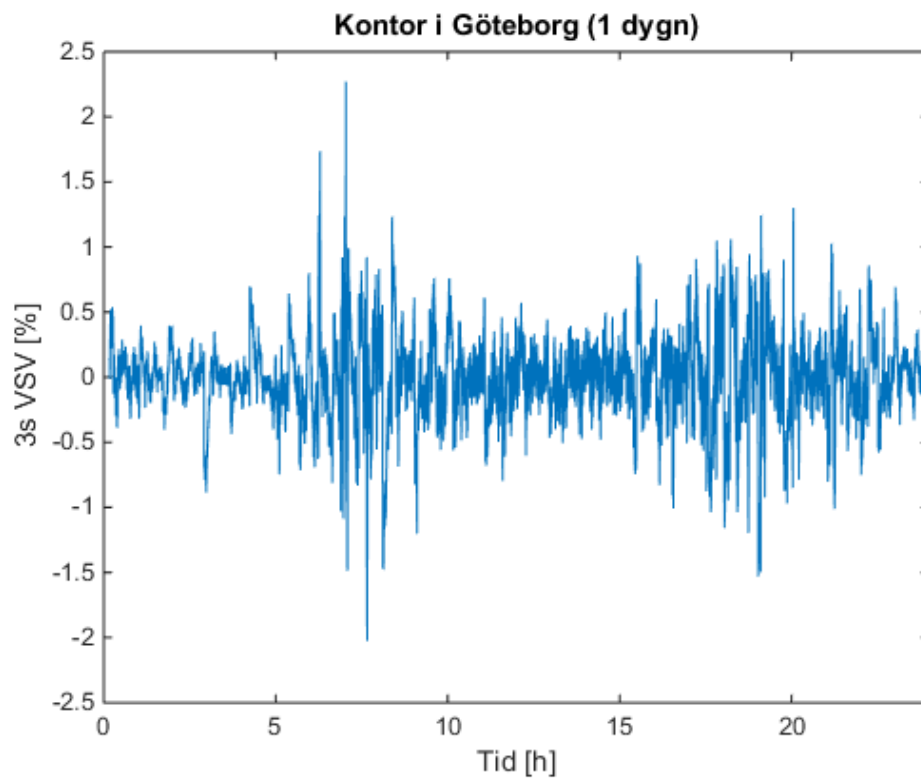
*) 6CN = 6-kundersnät
 **) 28CN = 28-kundersnät

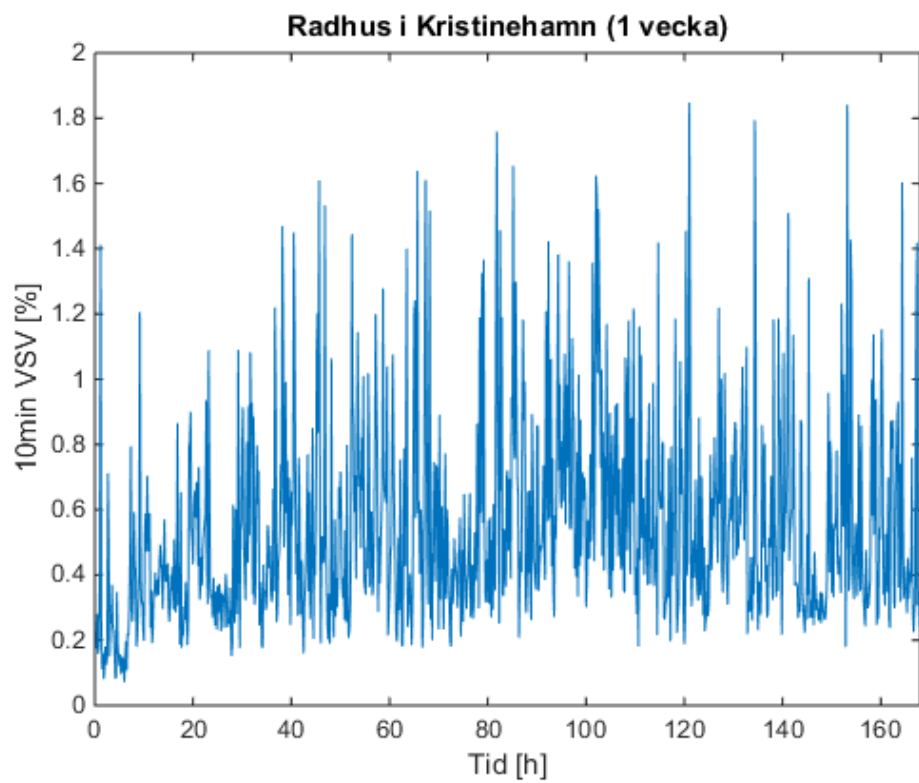
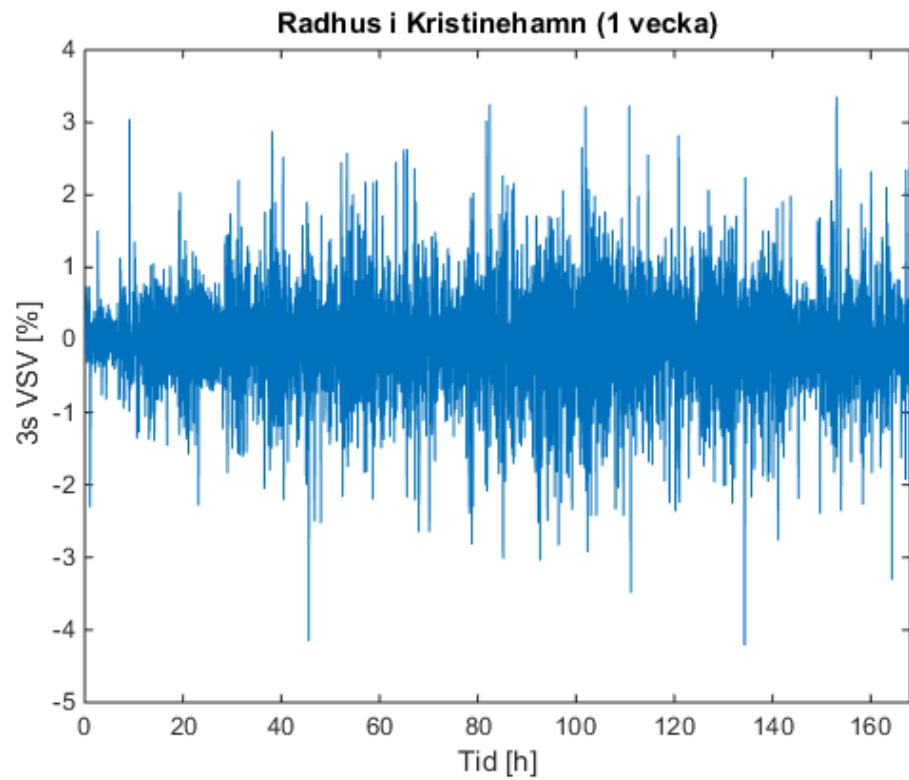
Den högsta erhållna differens (enligt den alternativa metoden) från simuleringarna är 4,81 %.

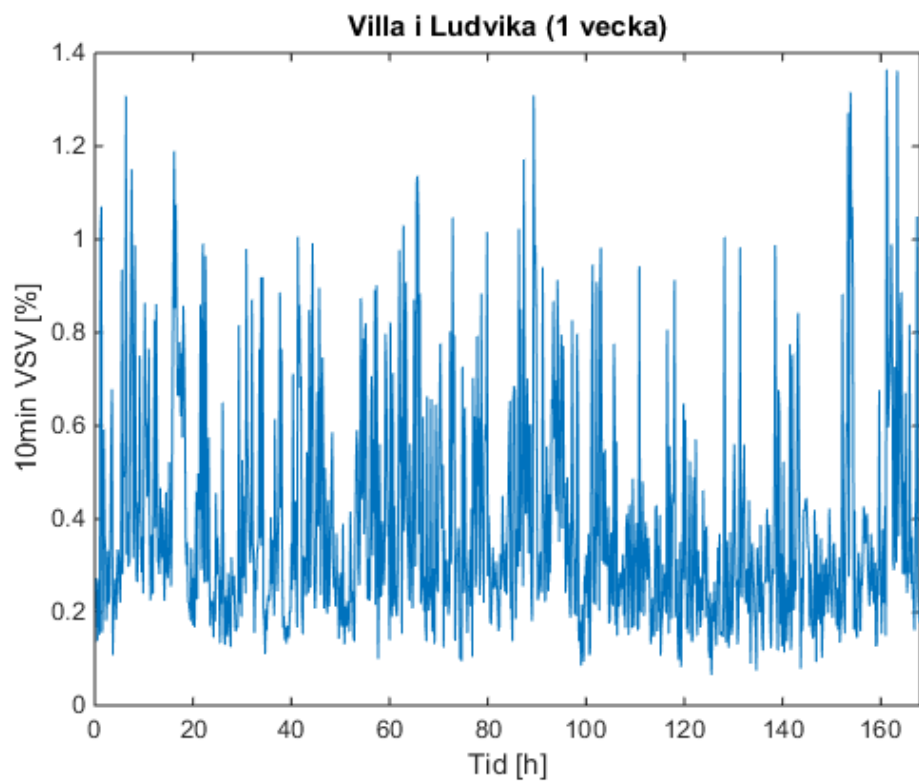
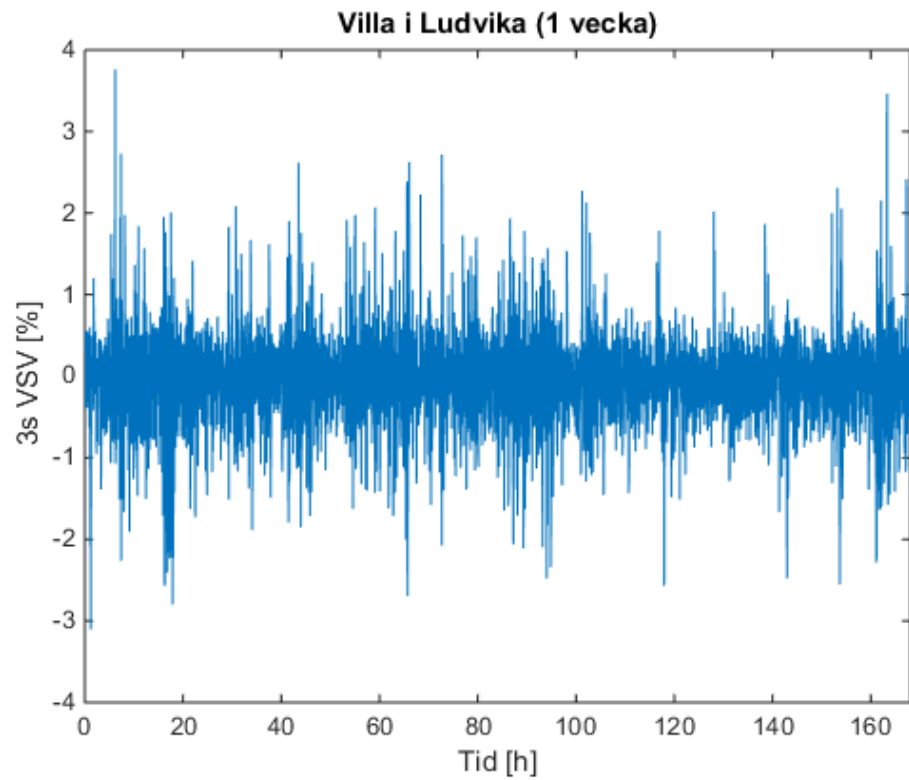
A4. VSV-värden för några mätpunkter

Nedan redovisas tresekunders VSV-värden och tiominuters VSV-värden för några mätpunkter.

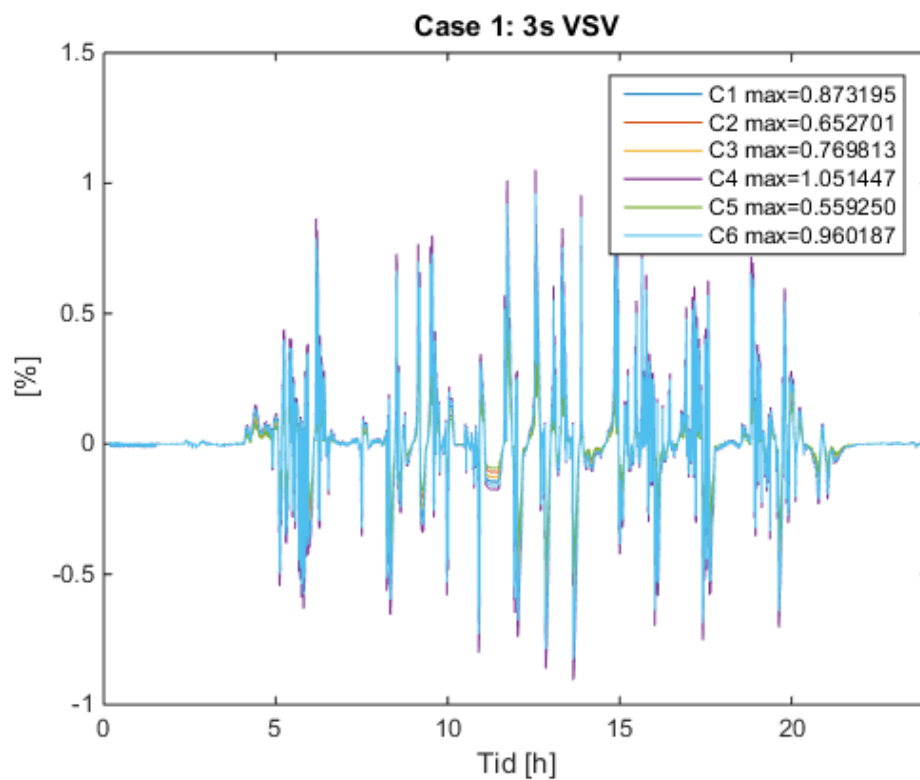
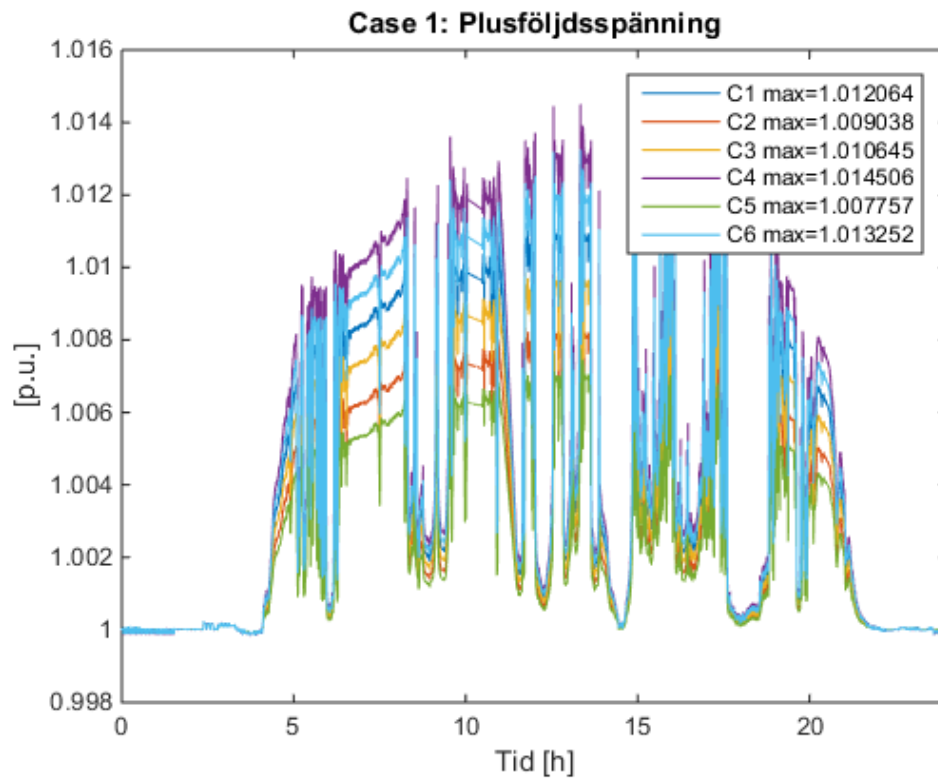


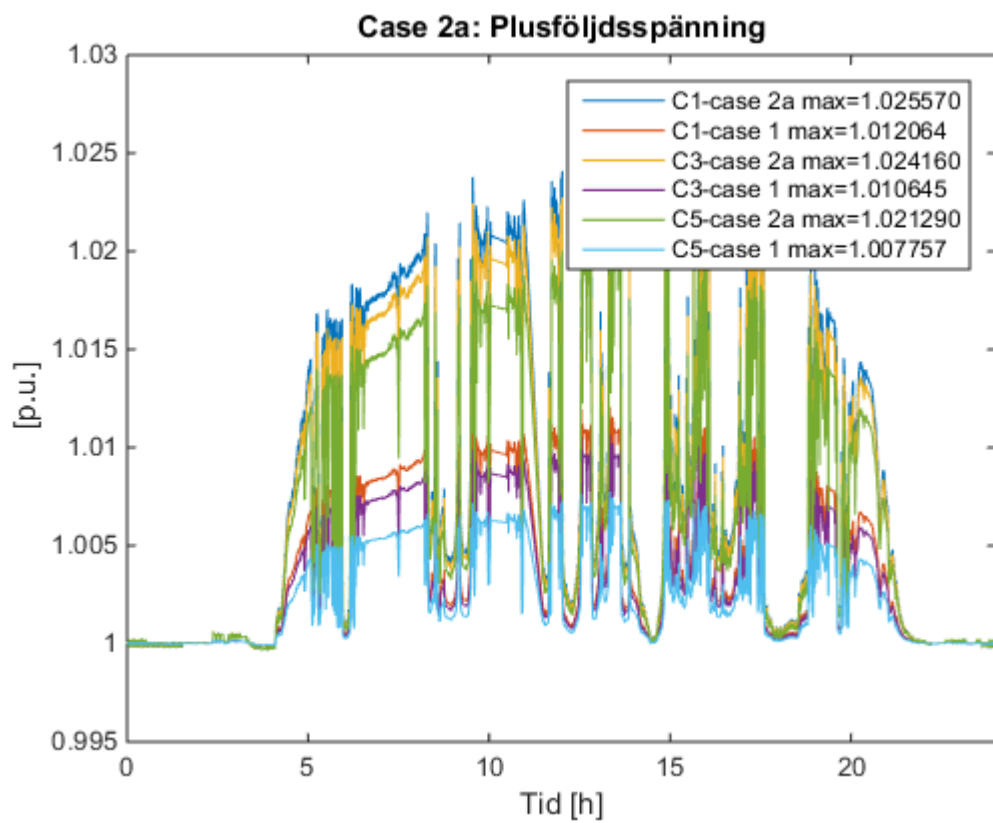
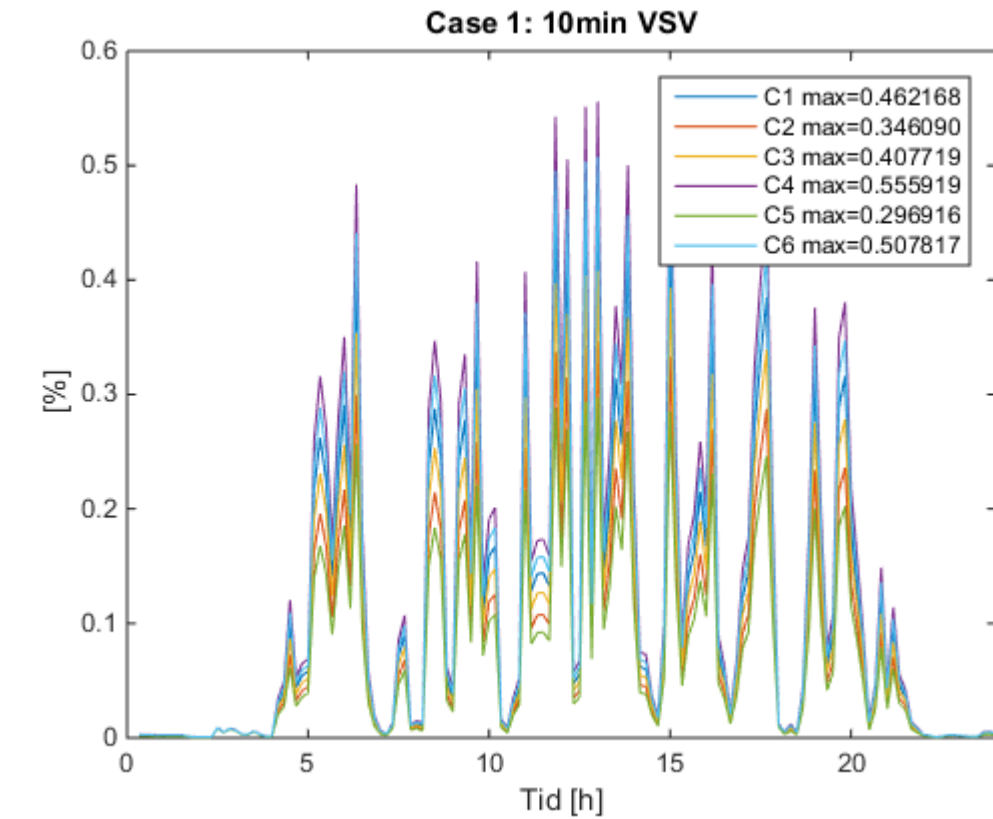


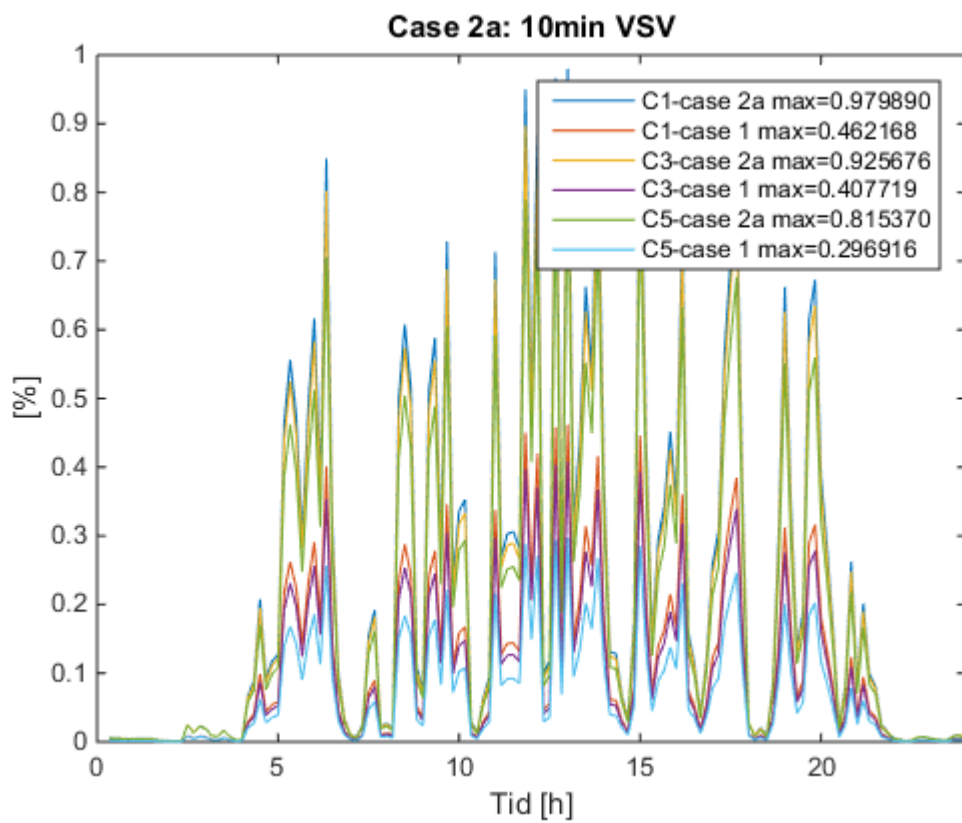
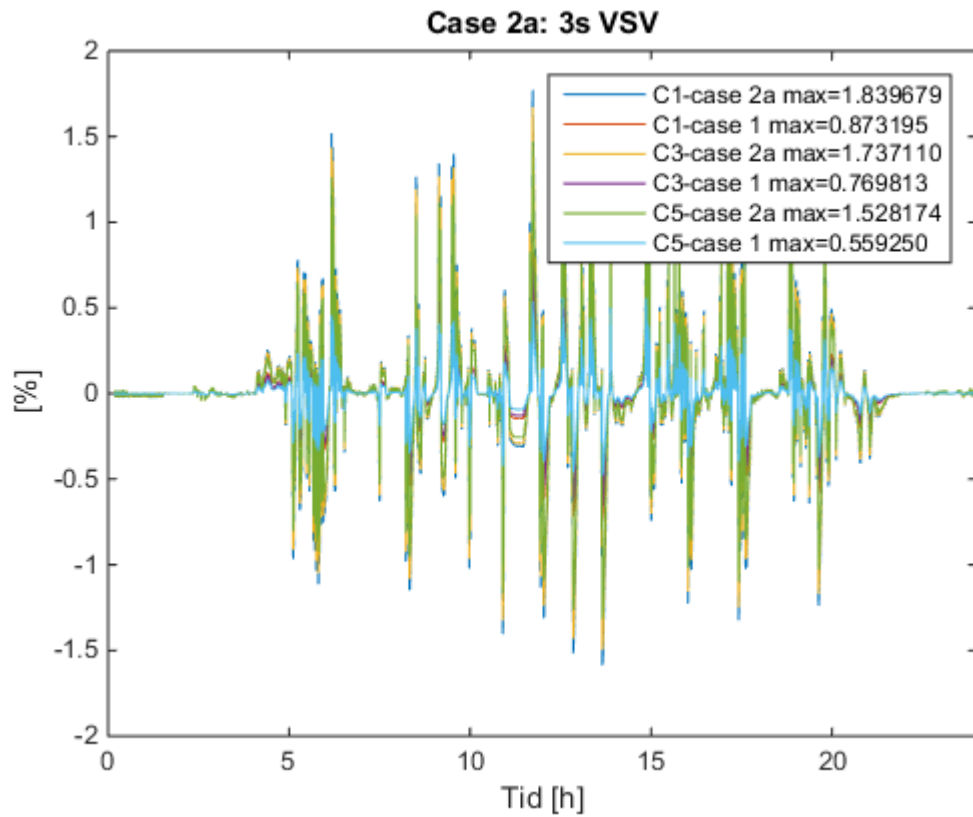


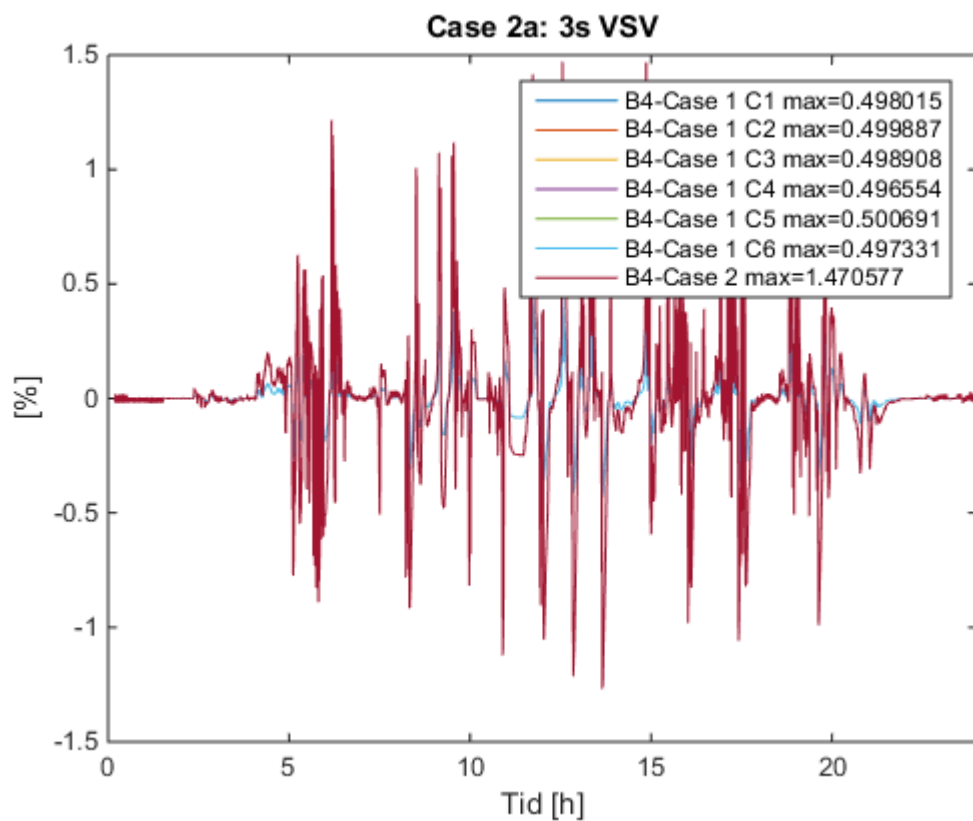
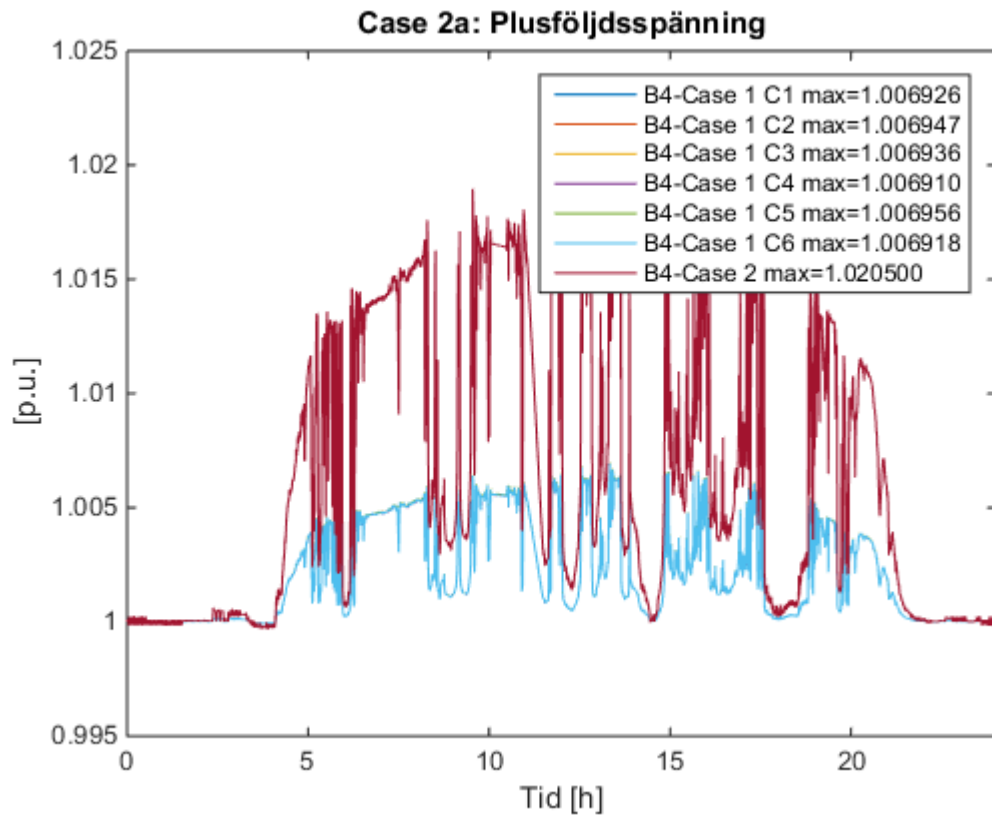


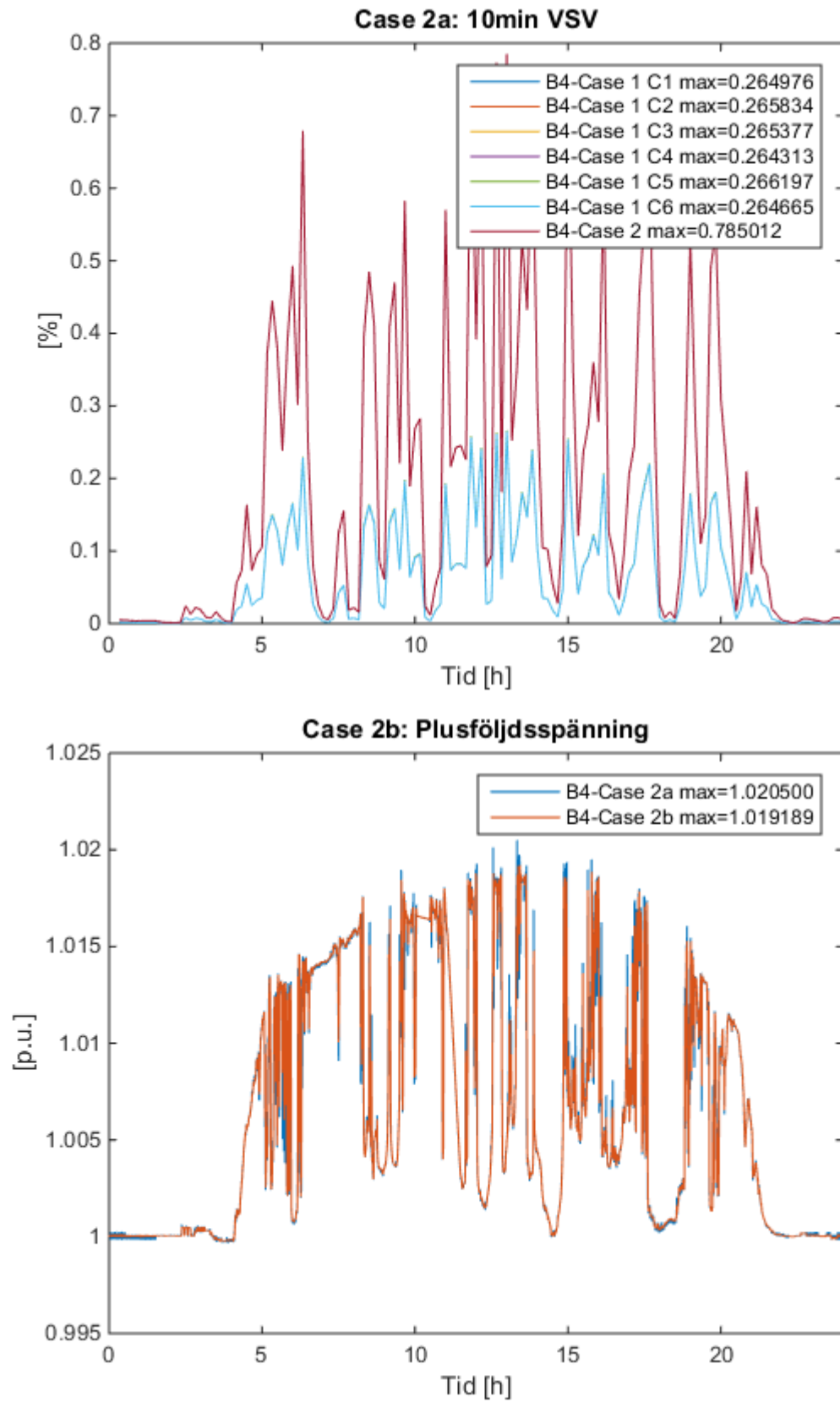
A5. Simuleringsresultat – 6-kundersnät

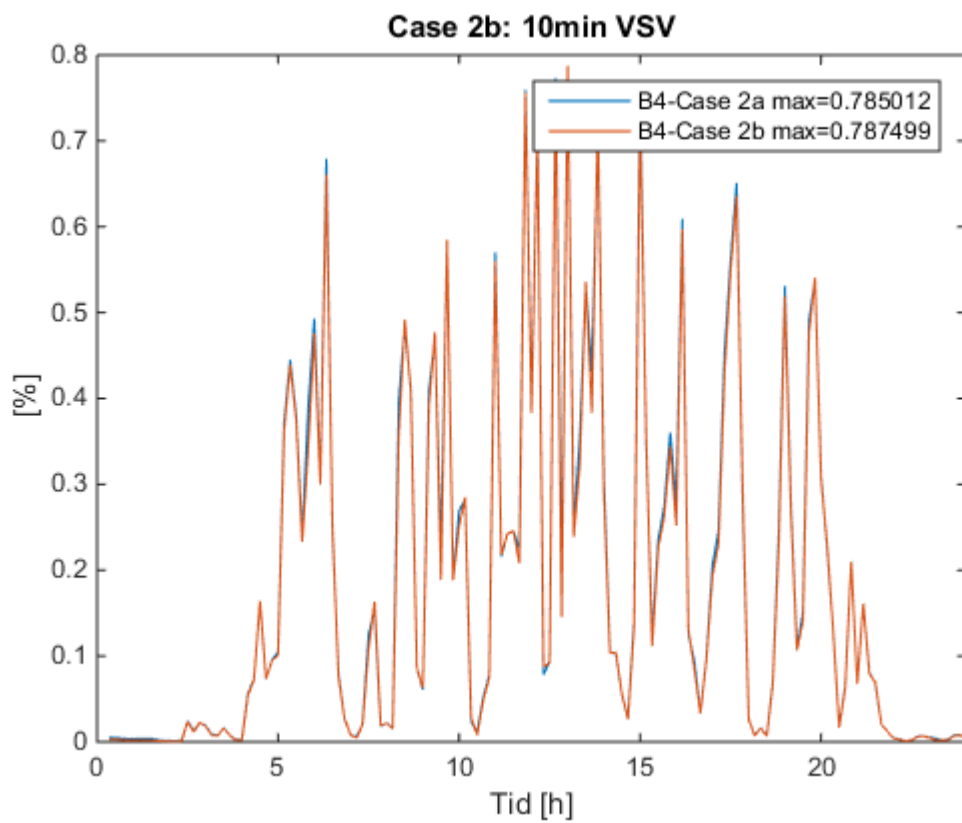
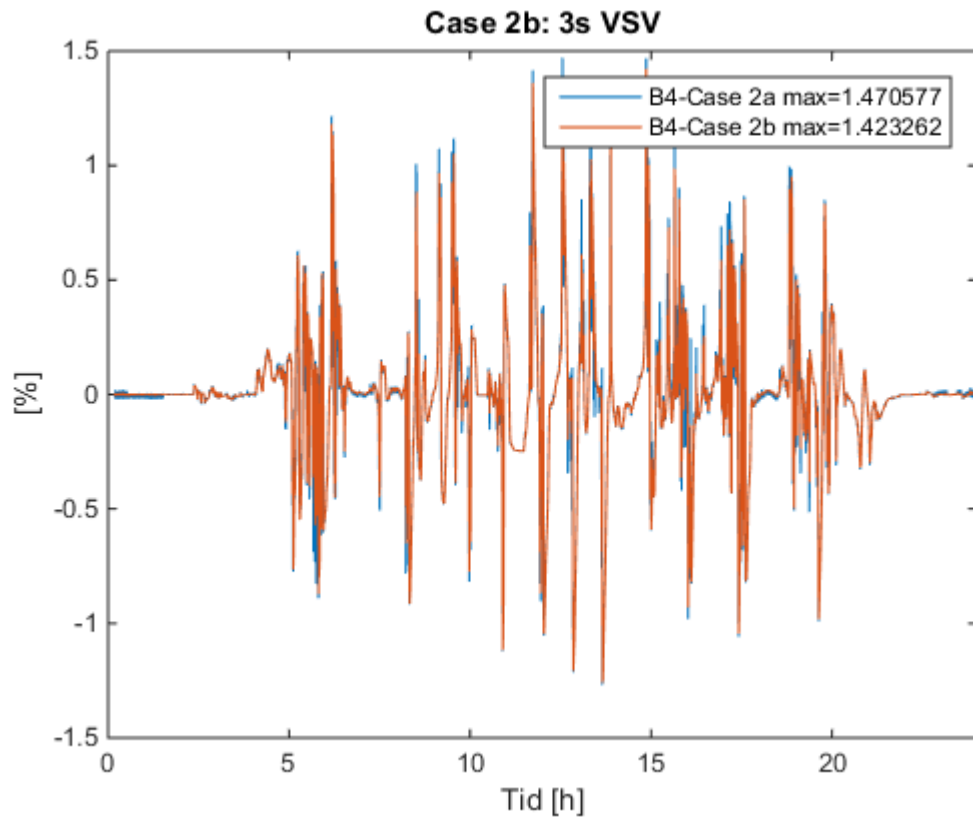


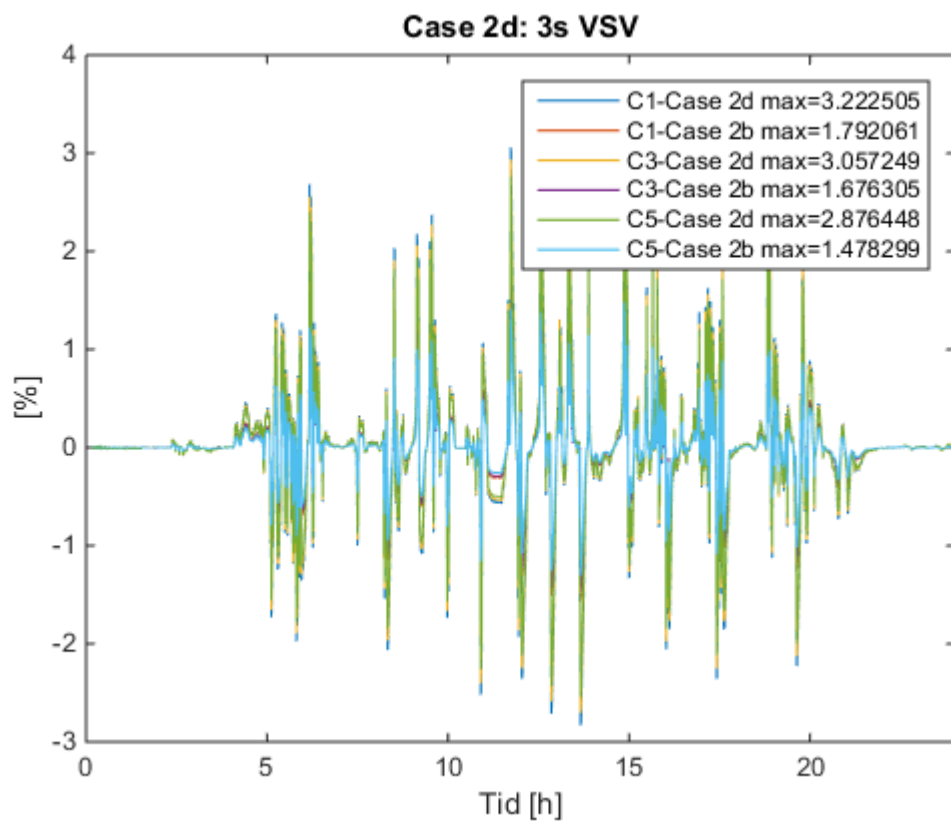
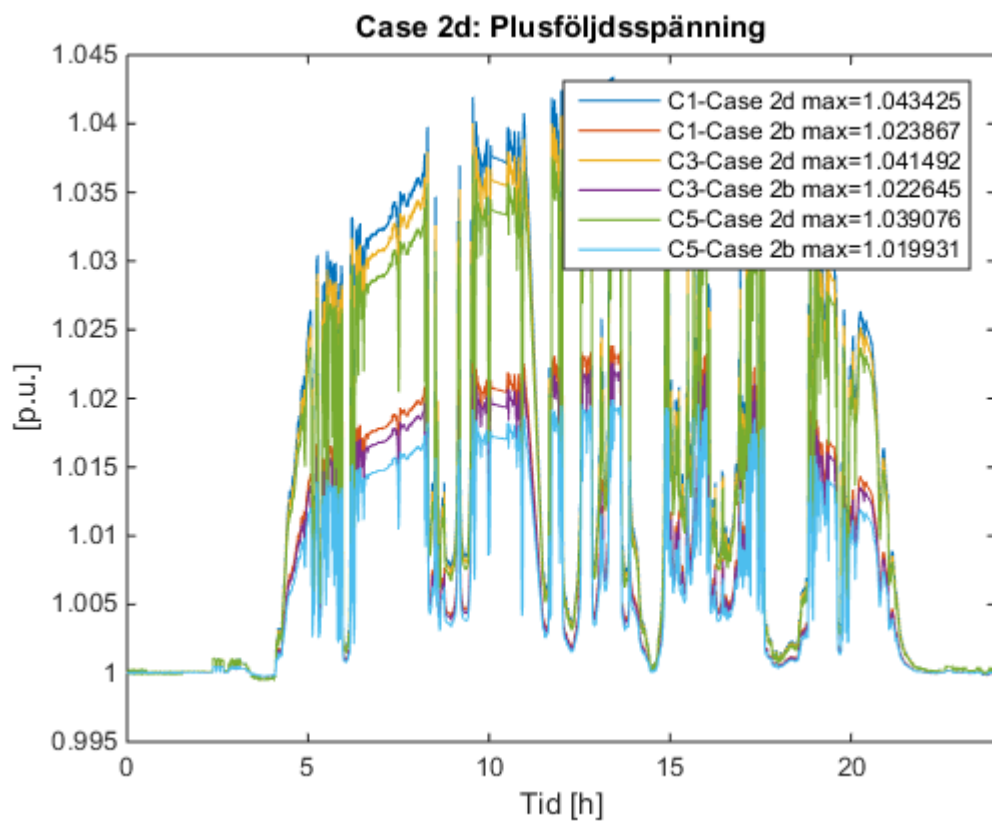


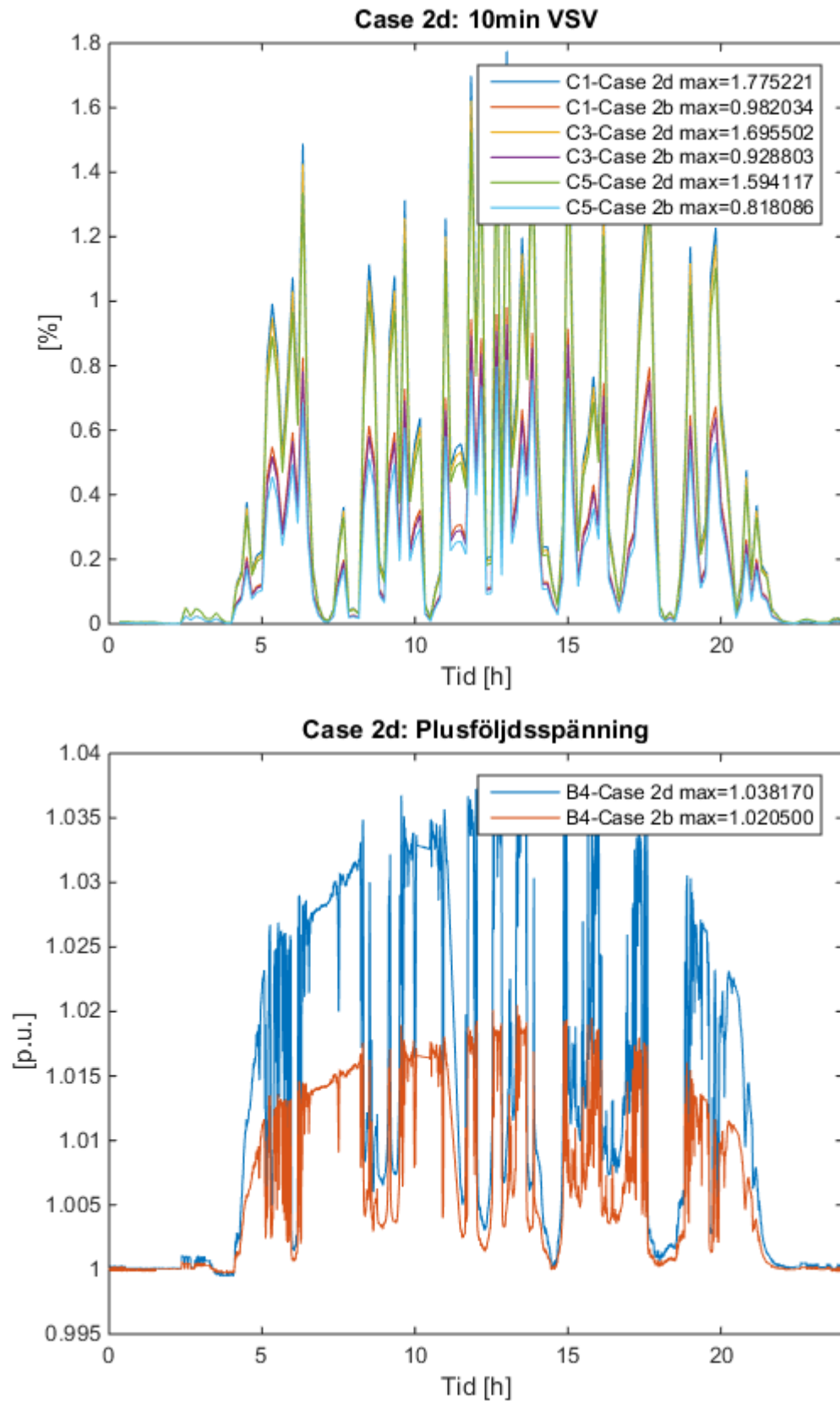


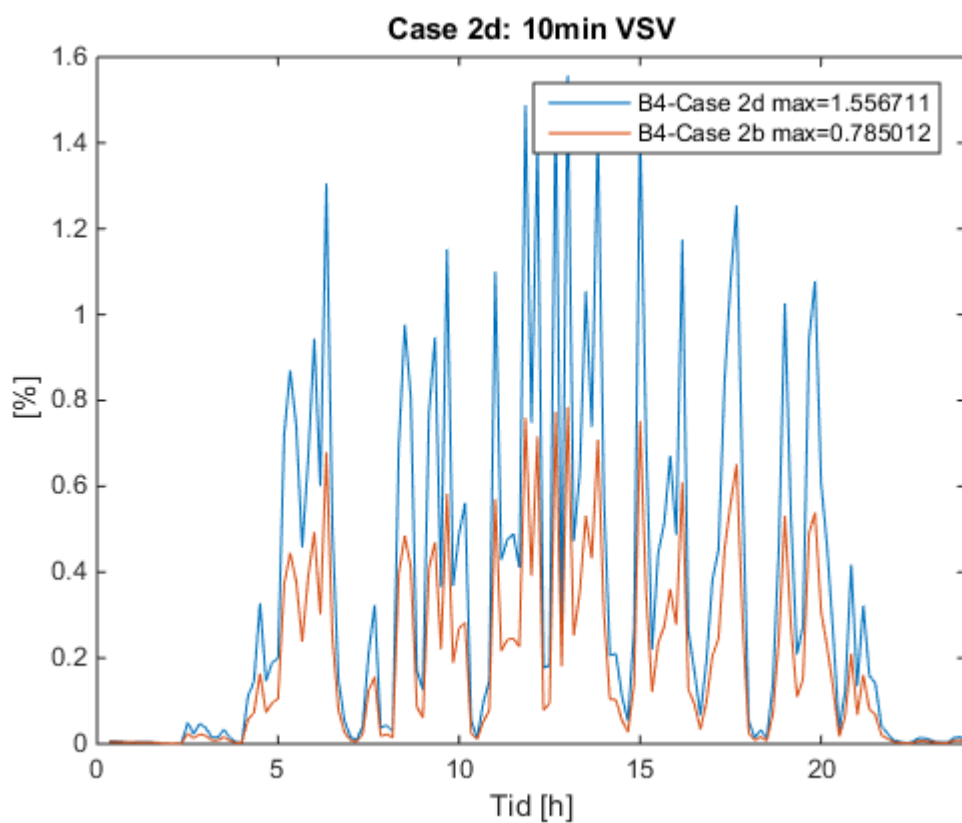
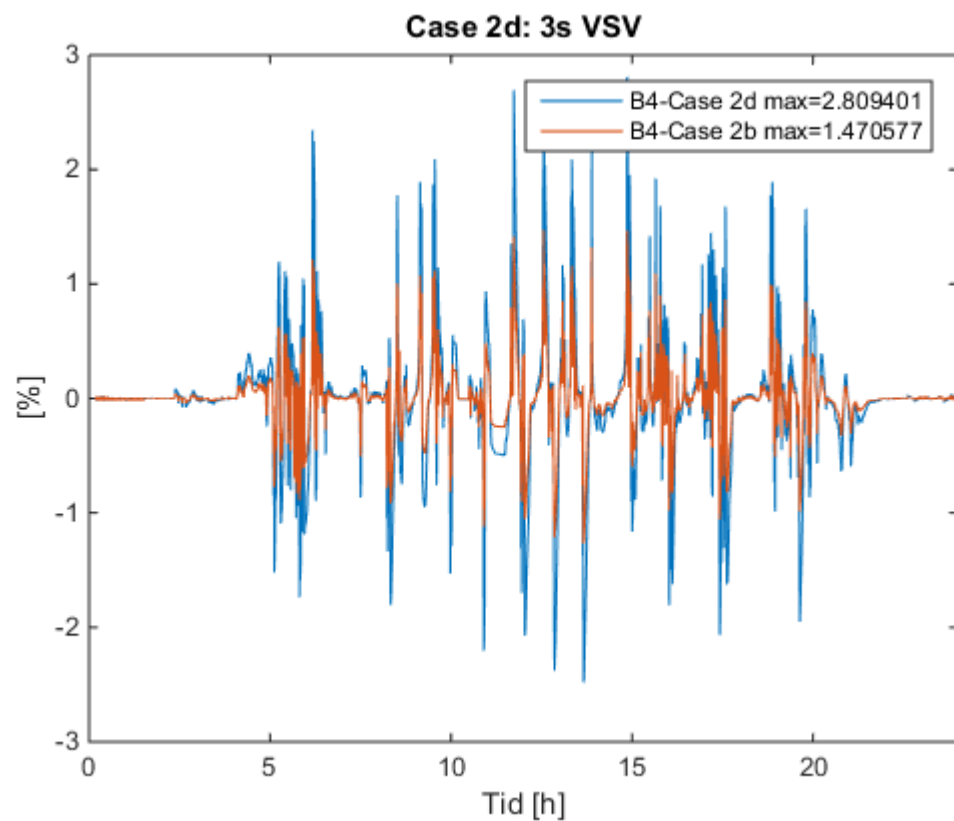


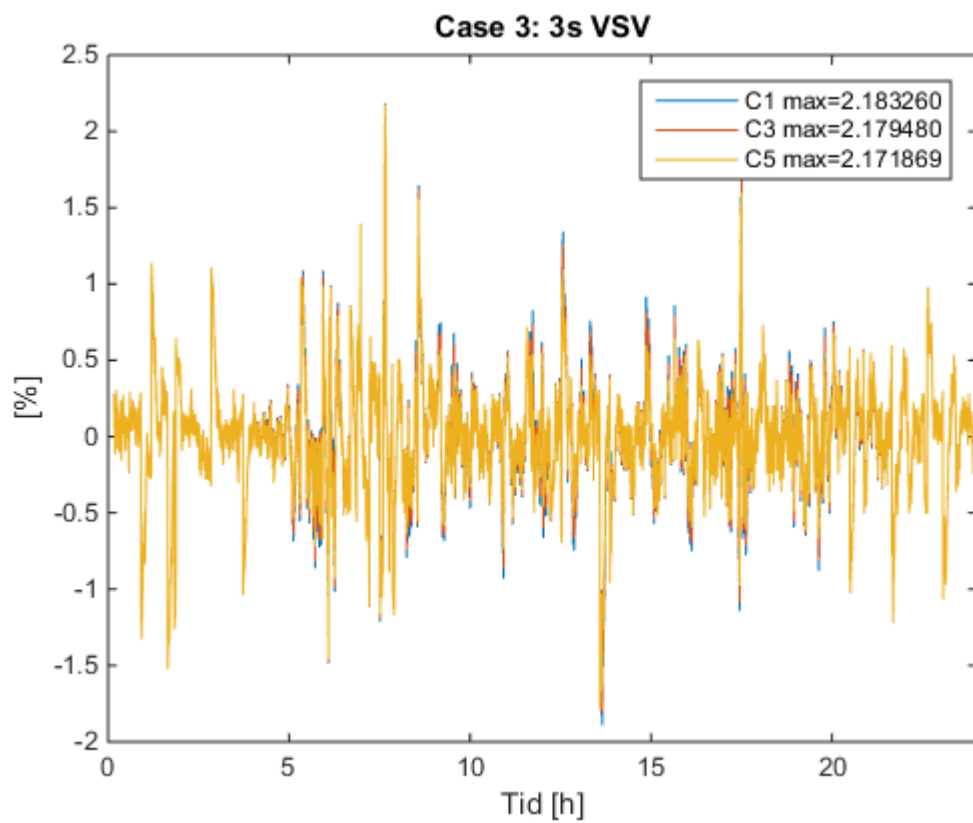
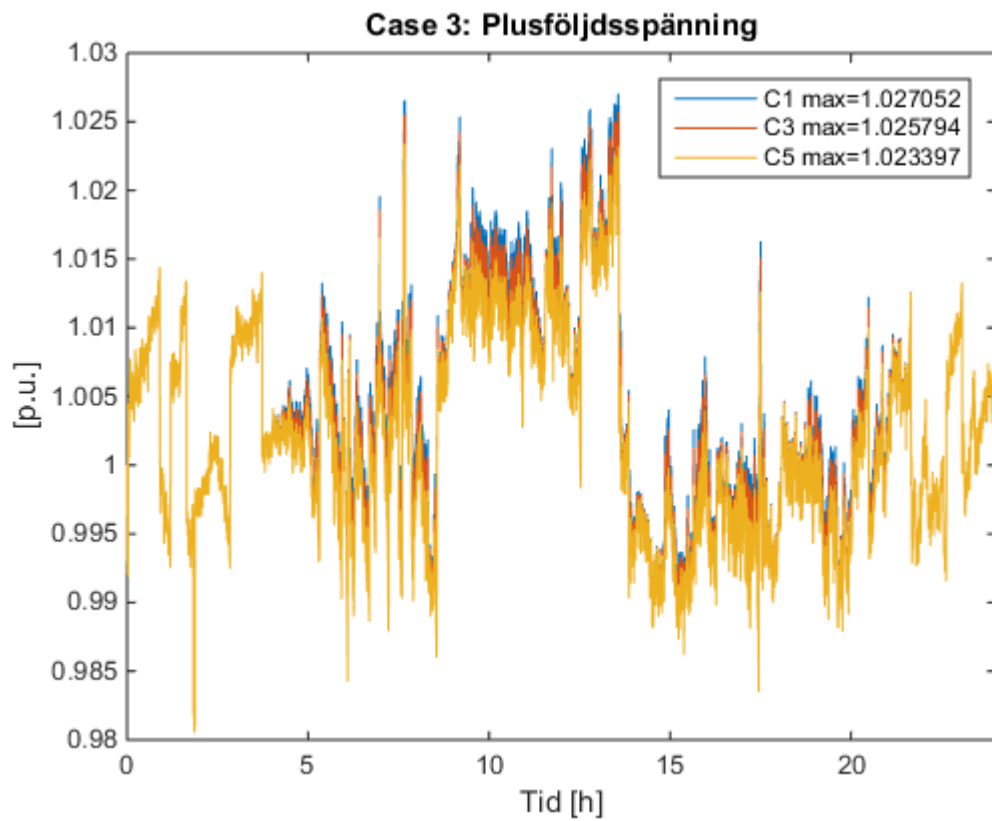


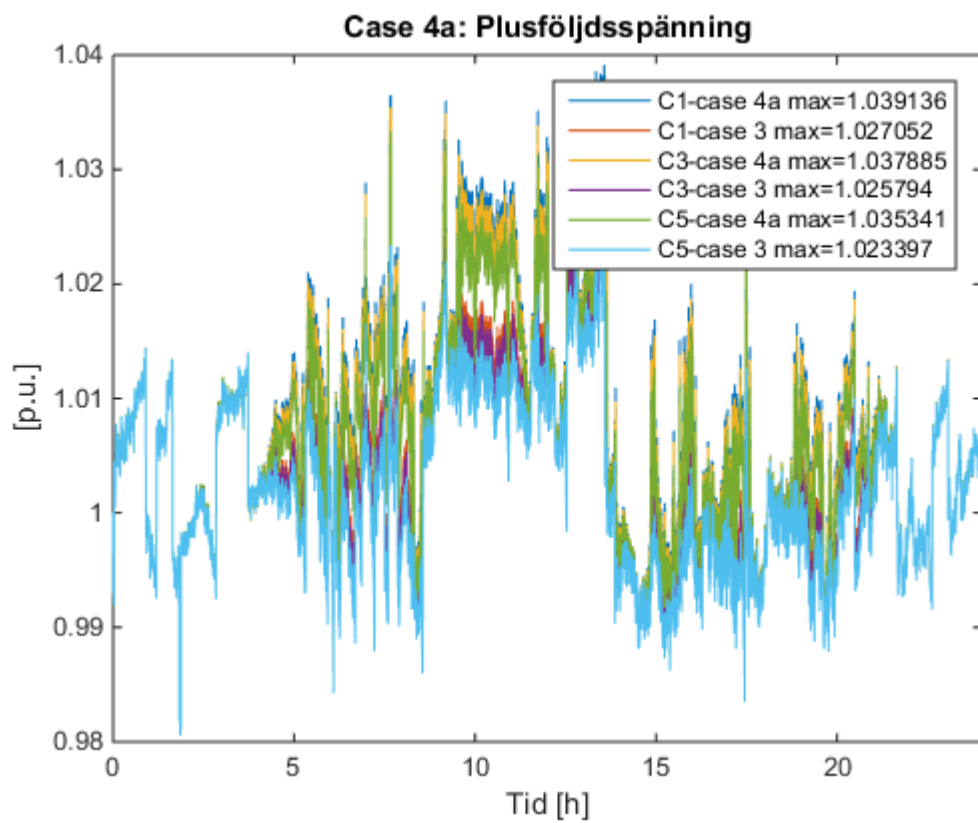
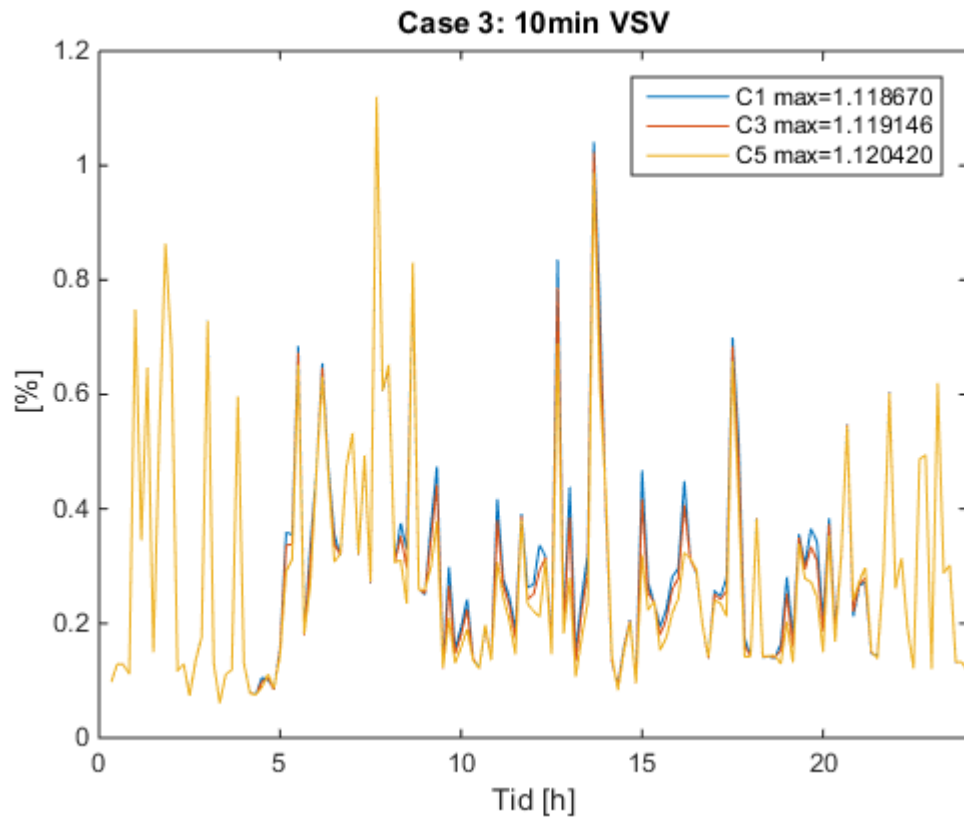


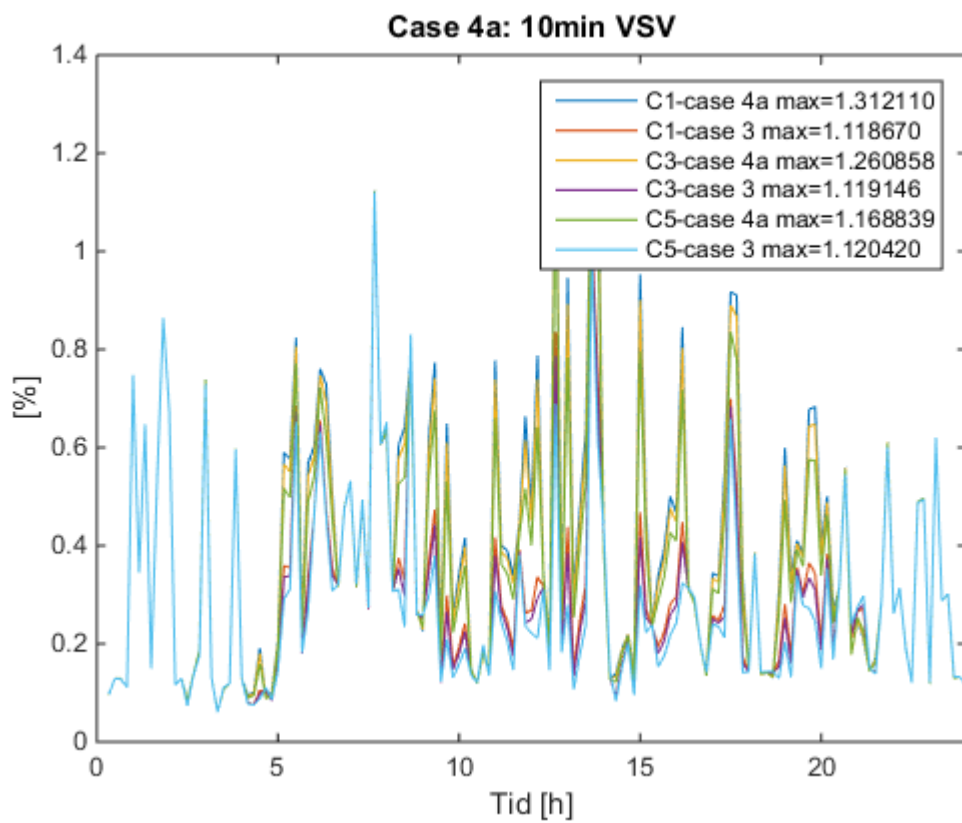
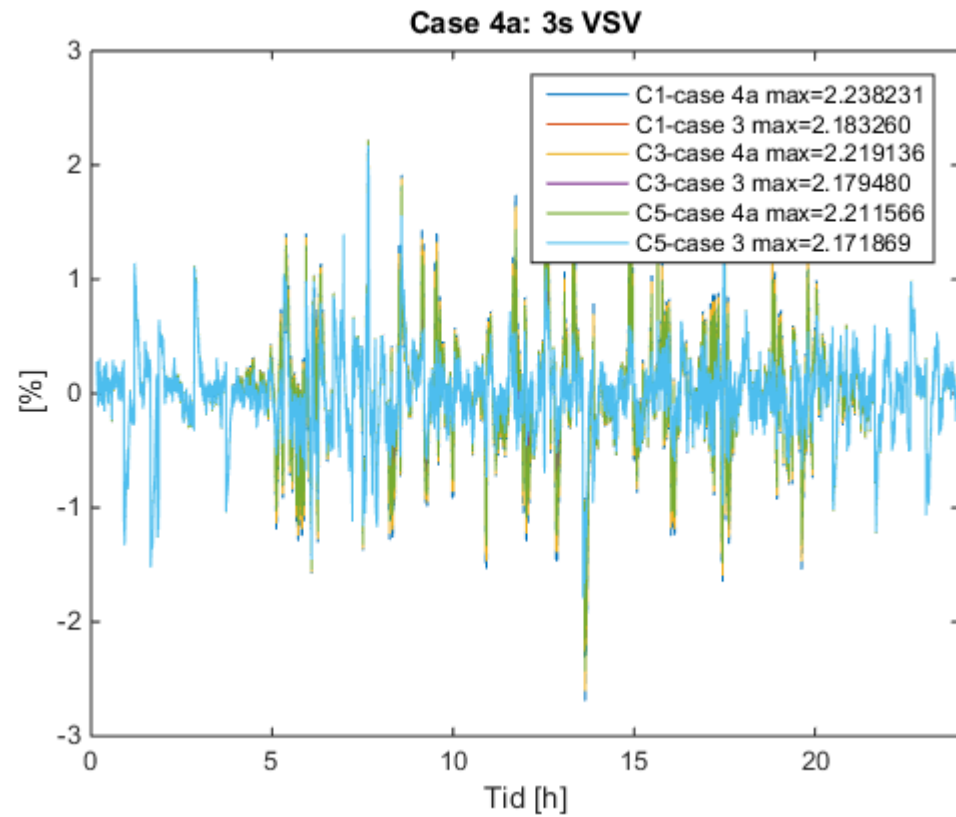


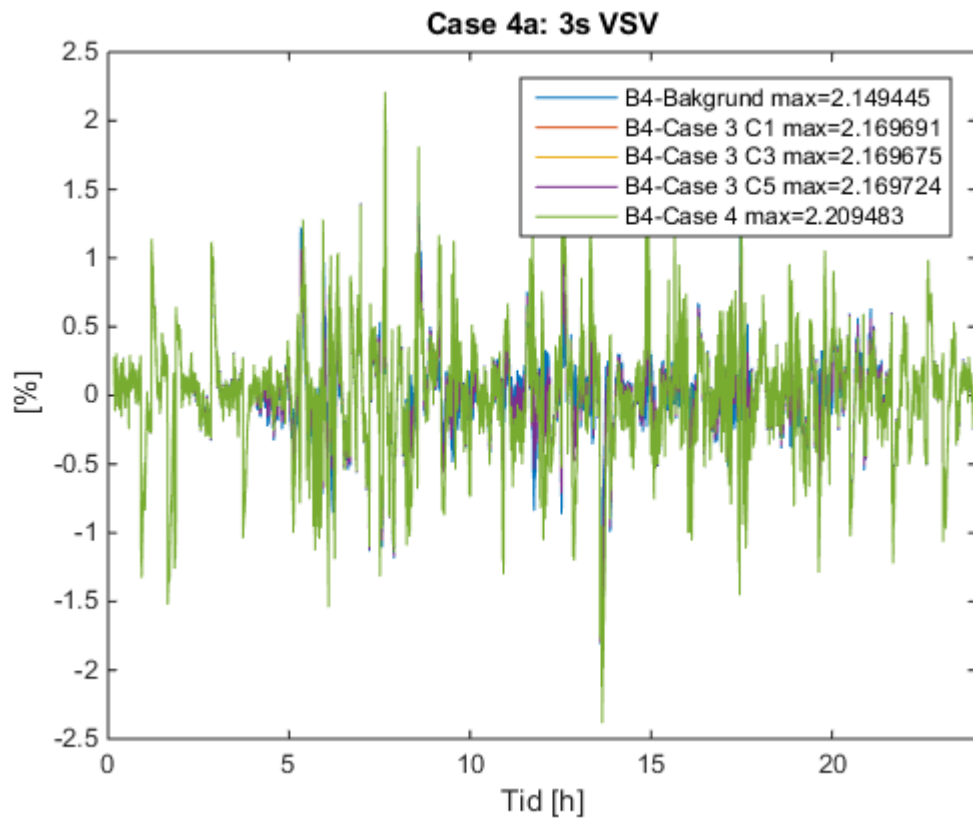
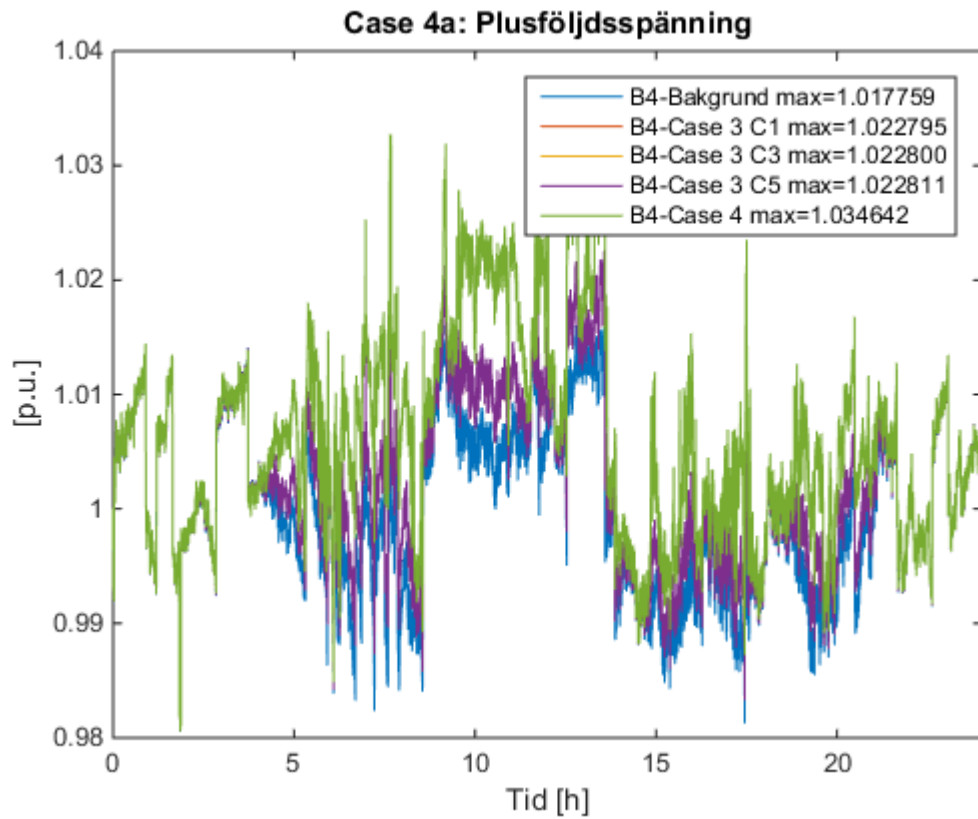


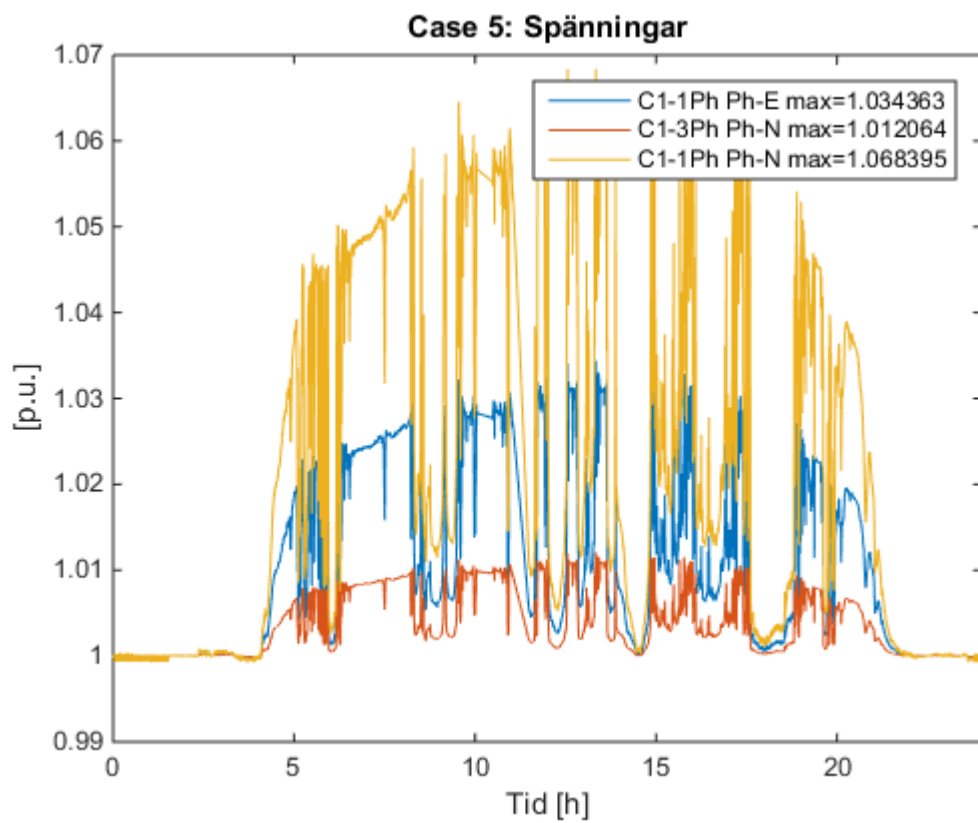
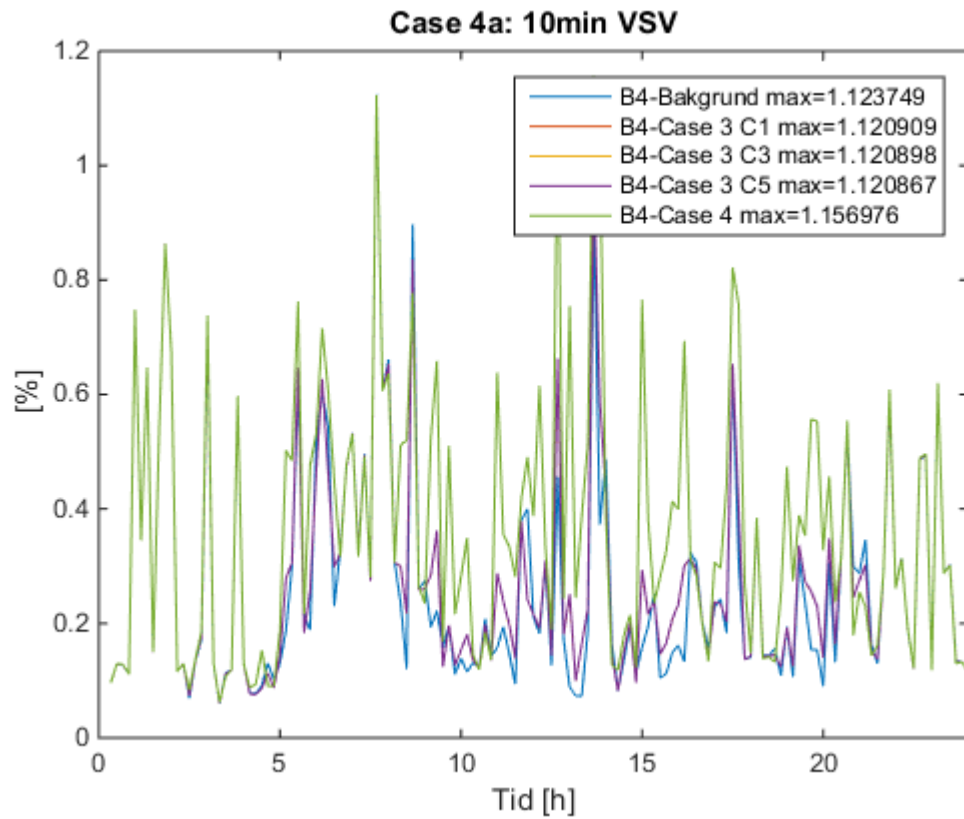


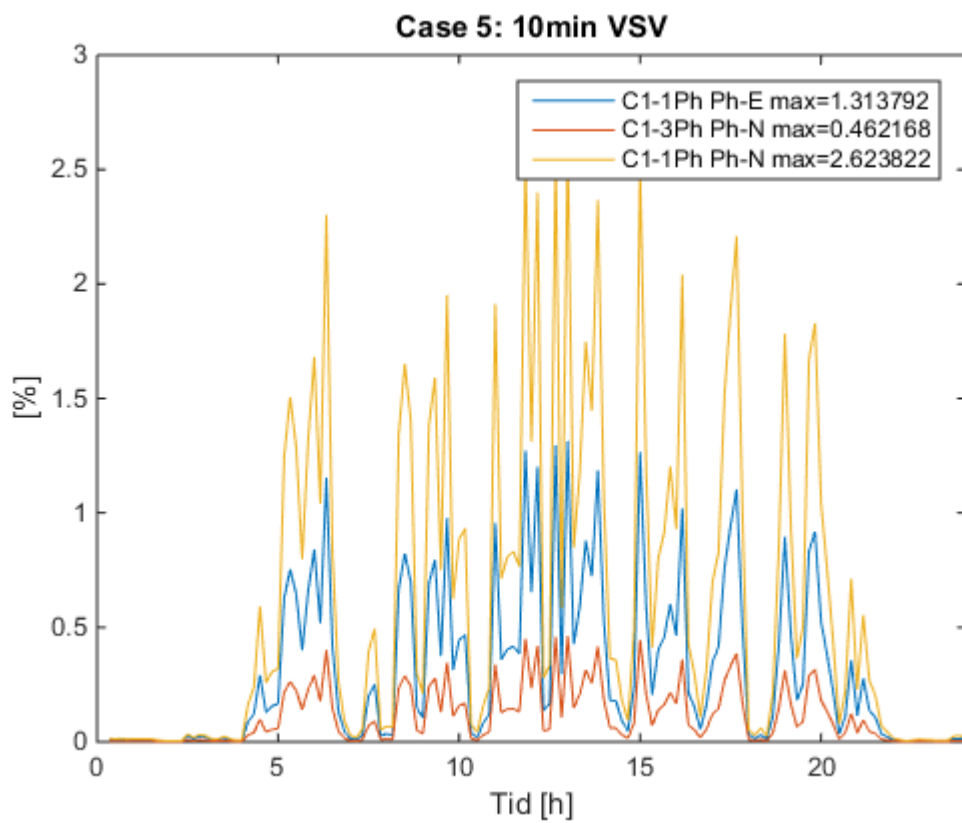
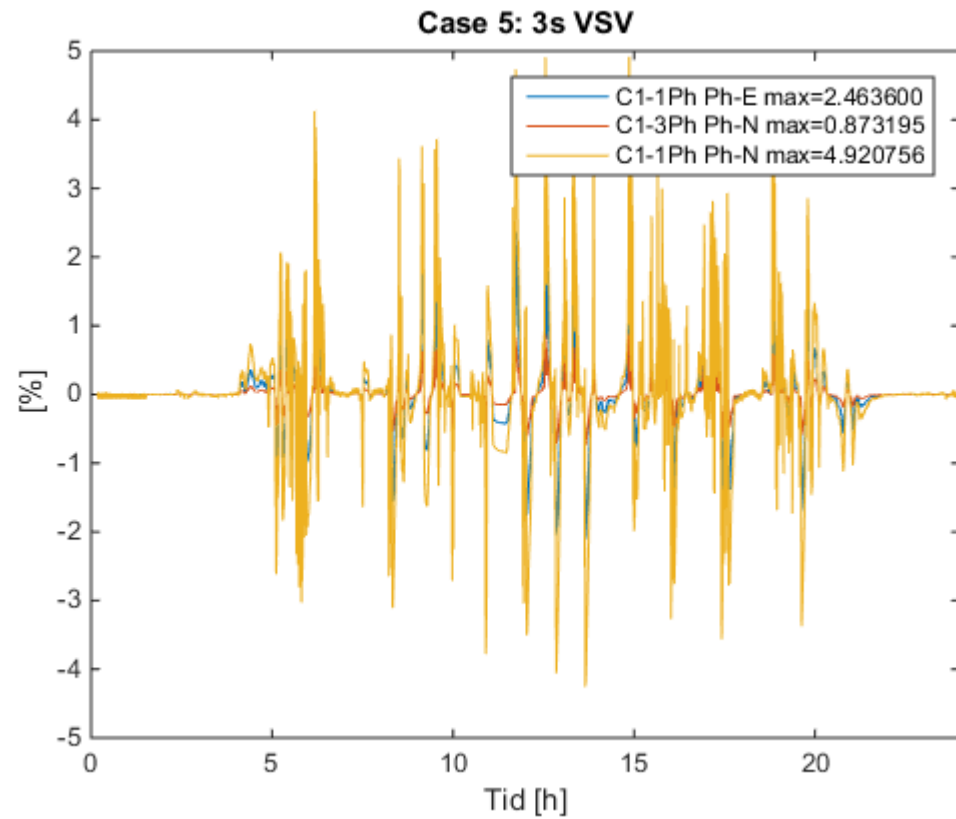


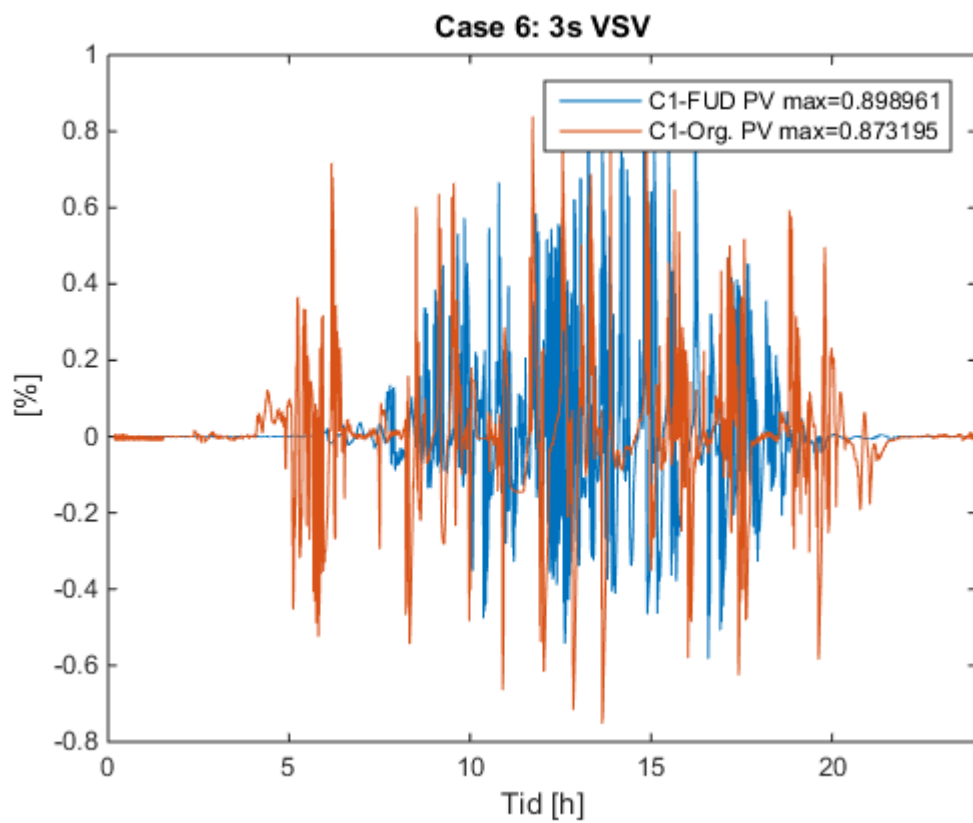
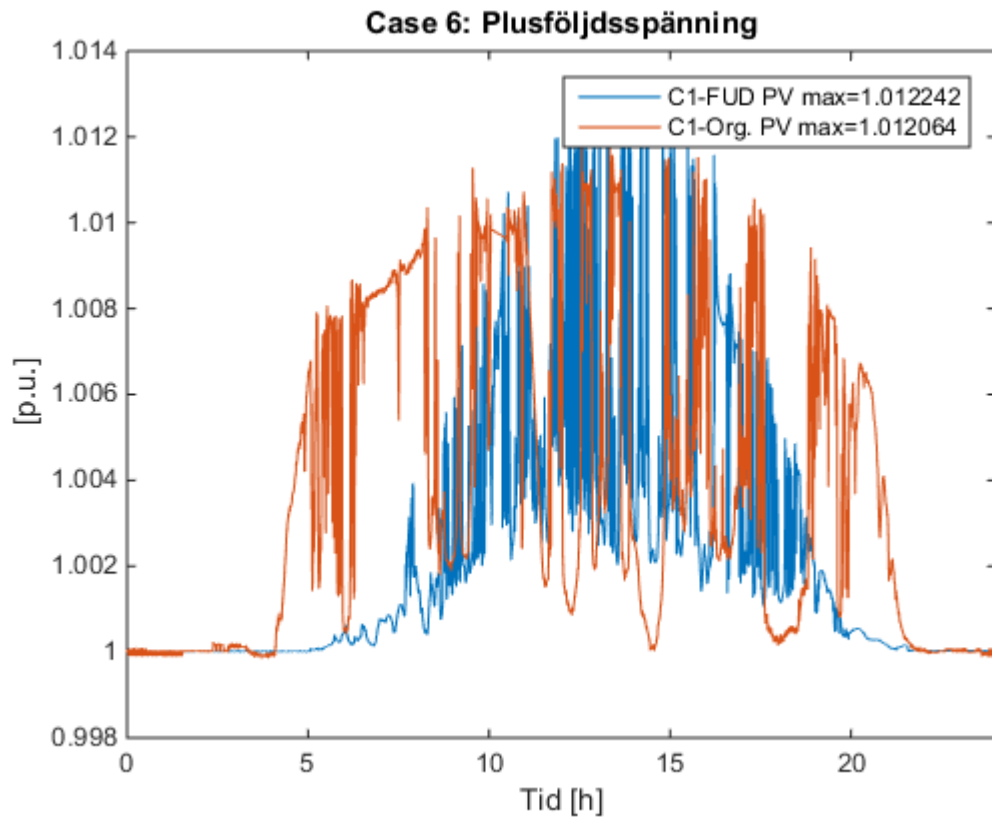


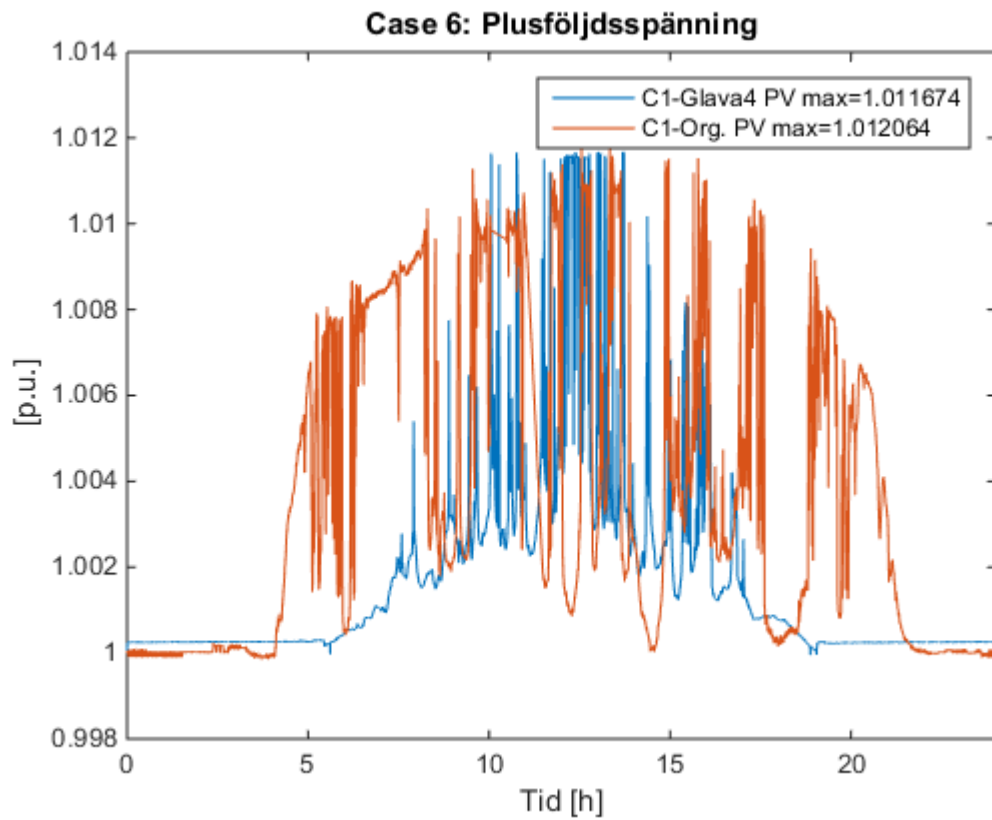
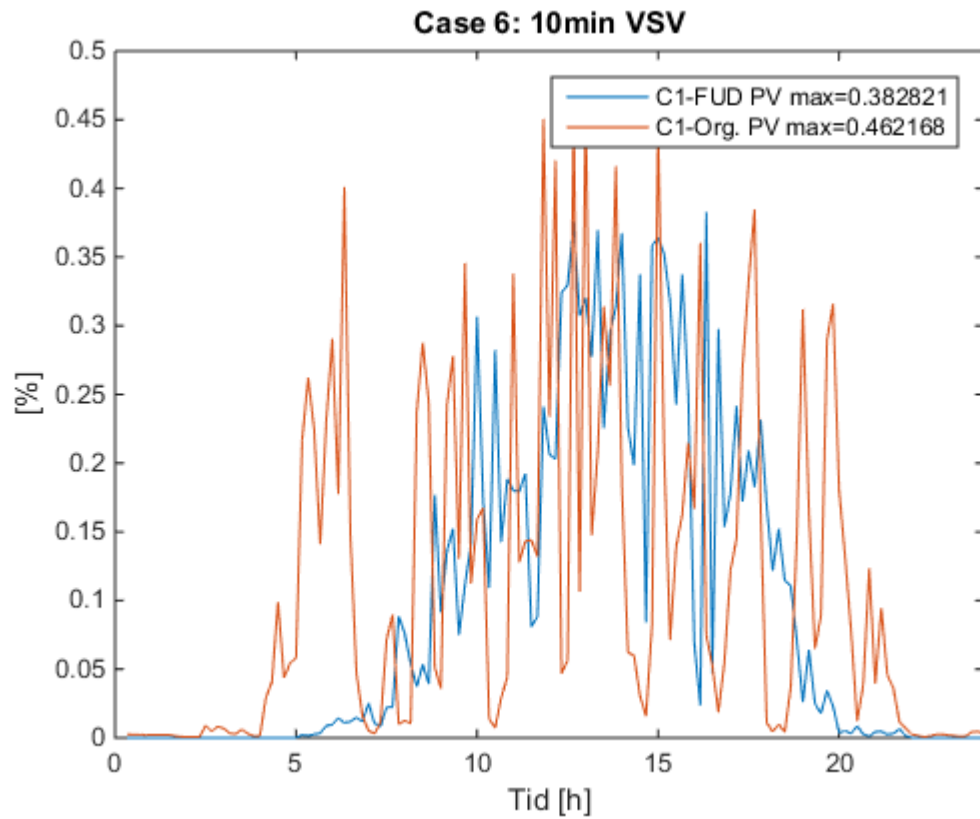


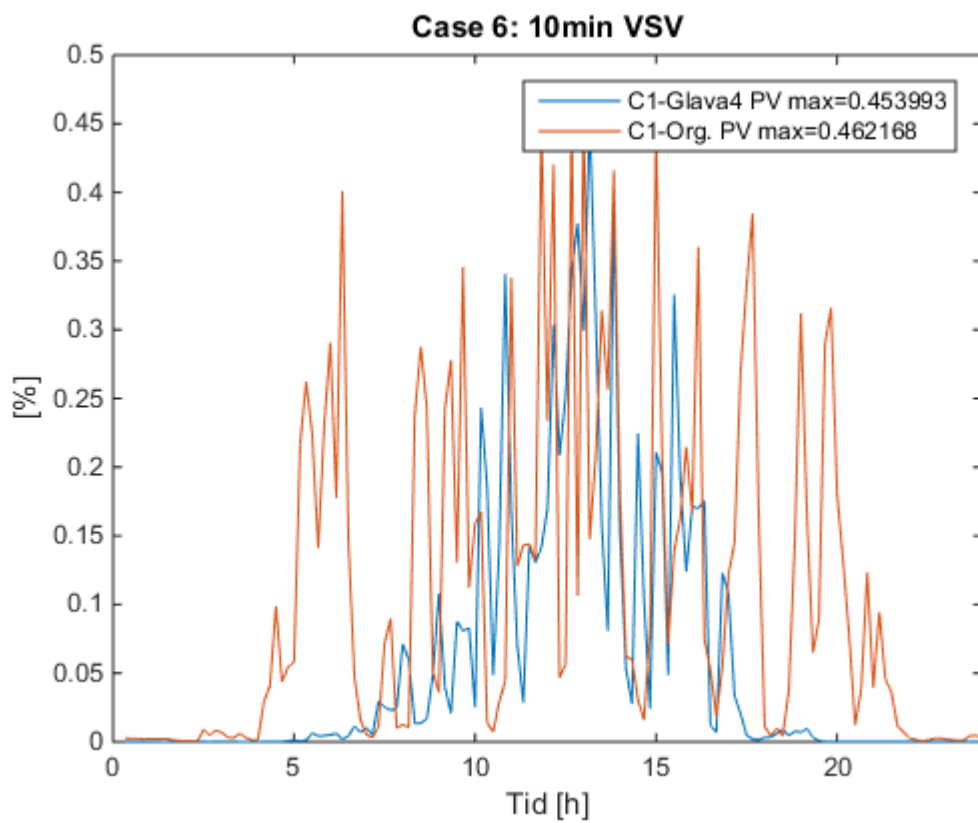
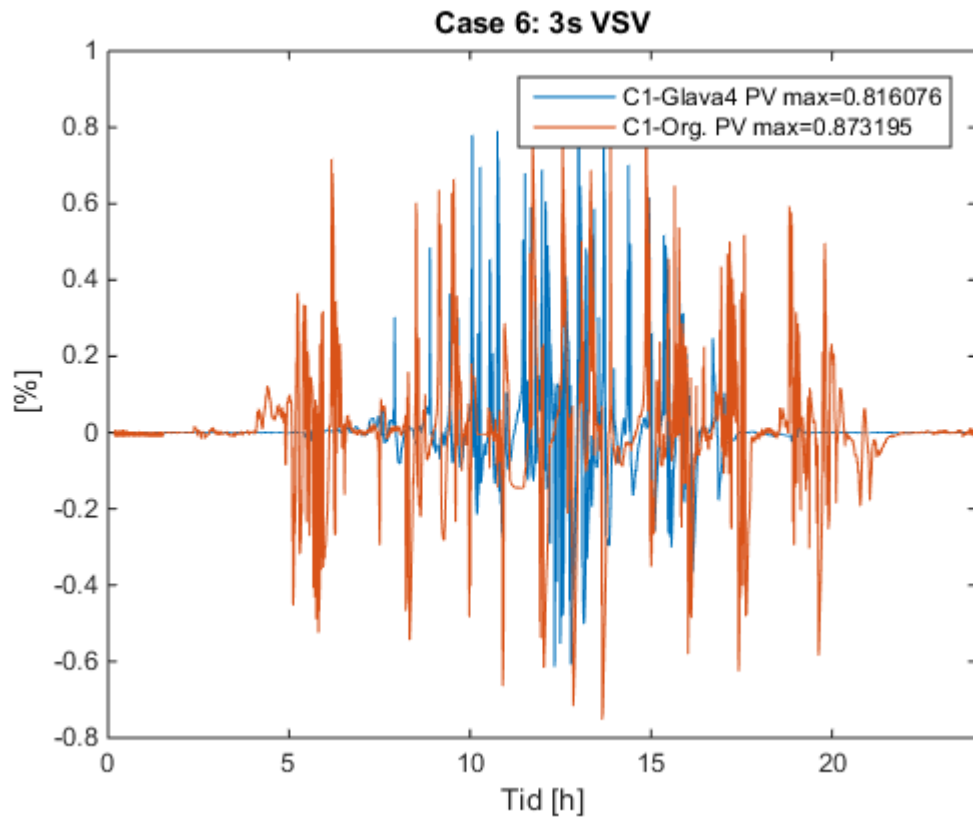


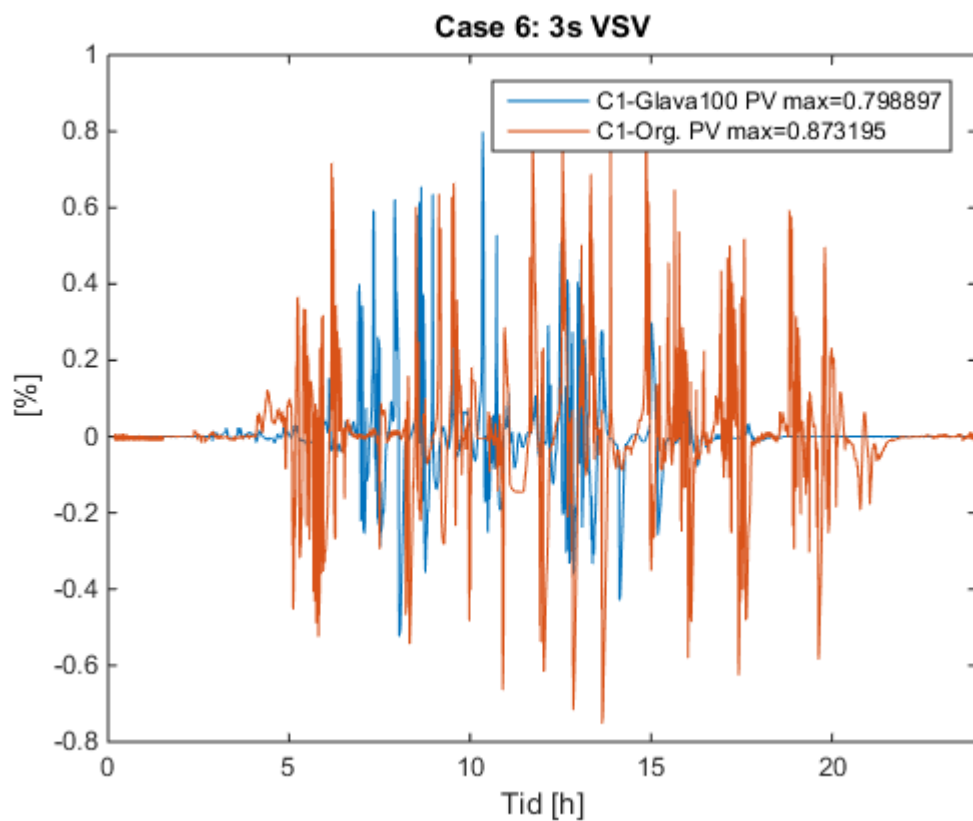
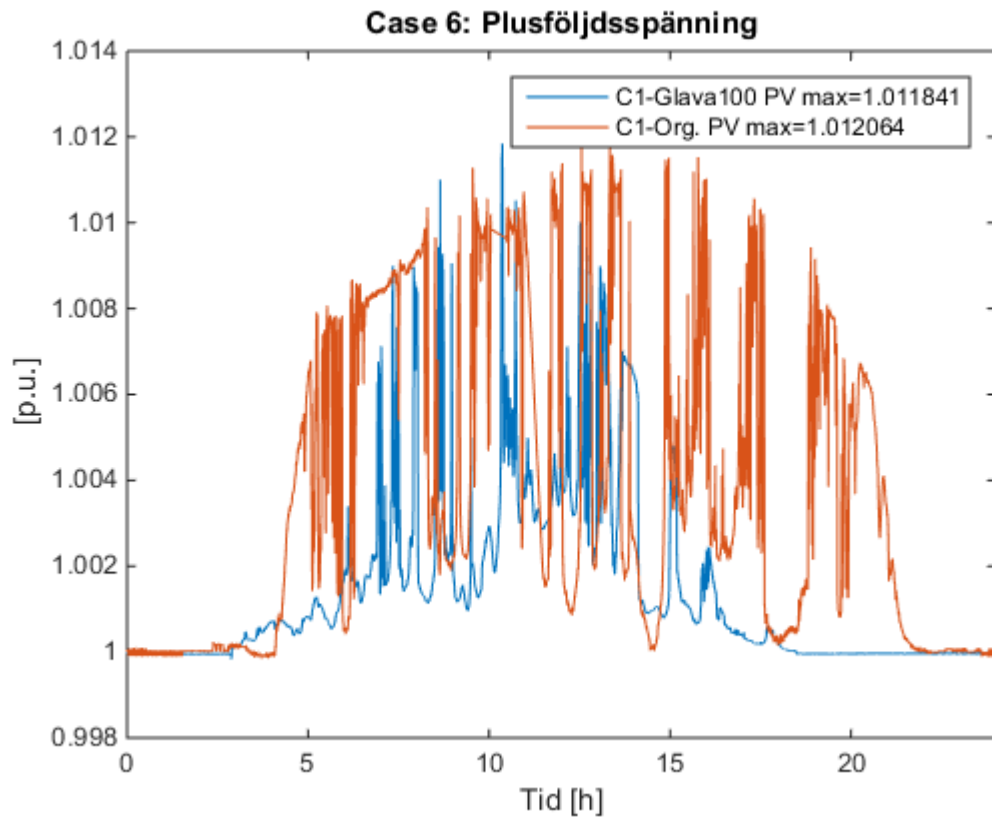


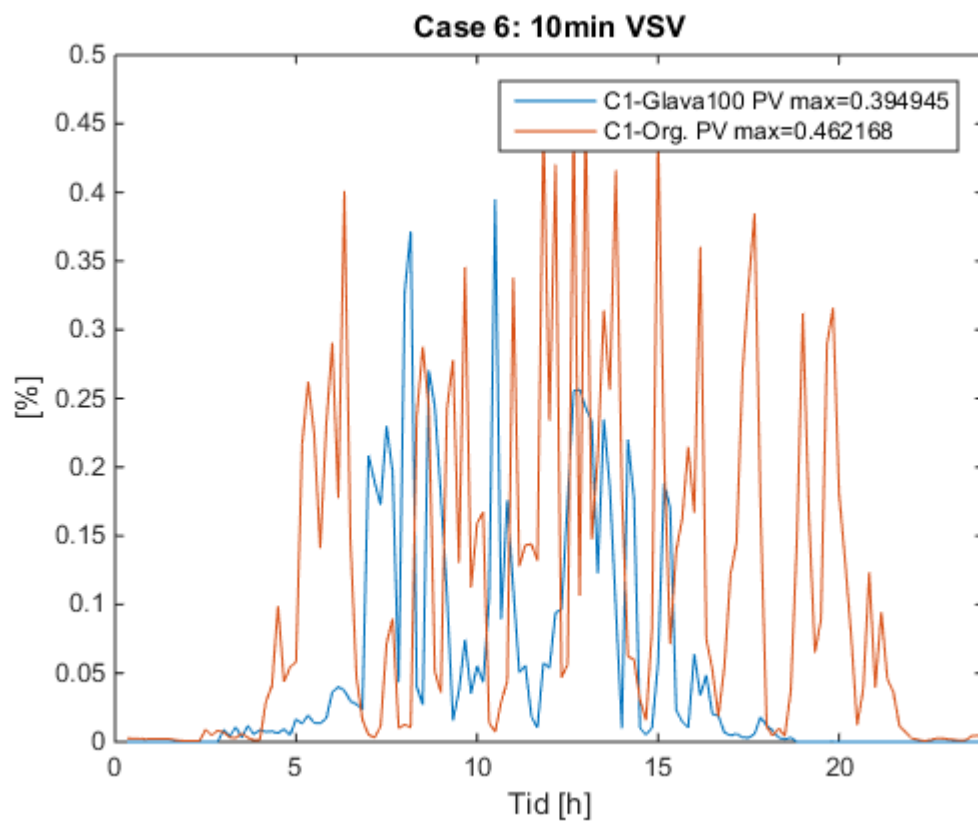




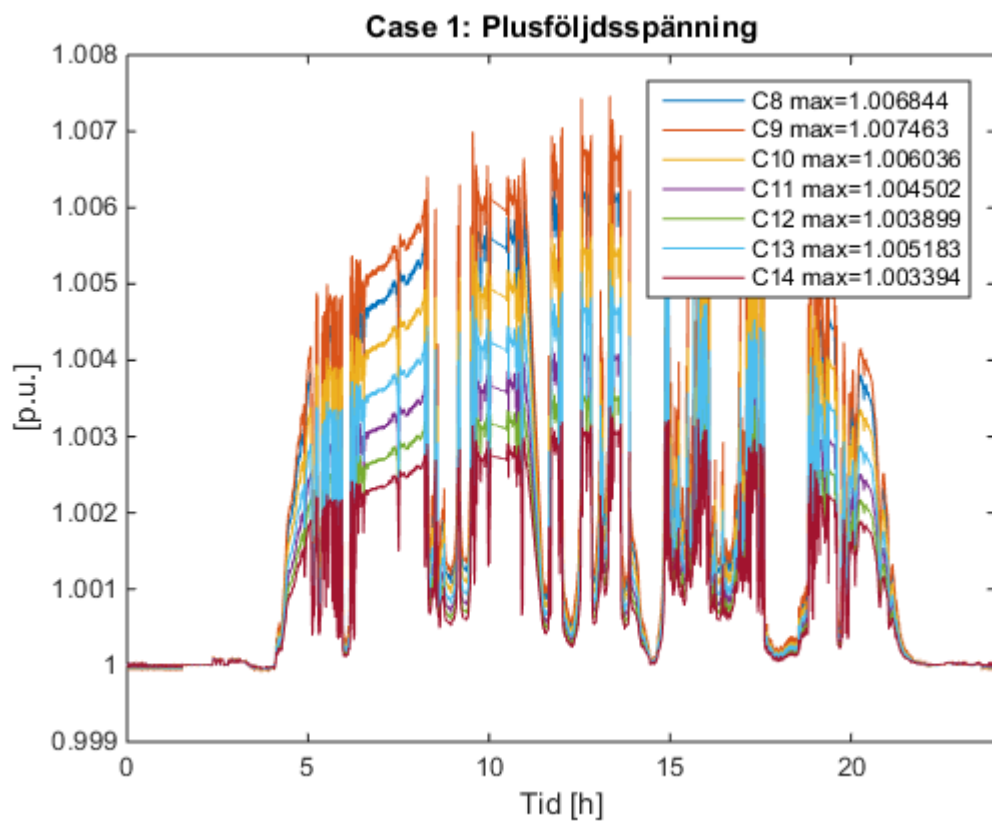
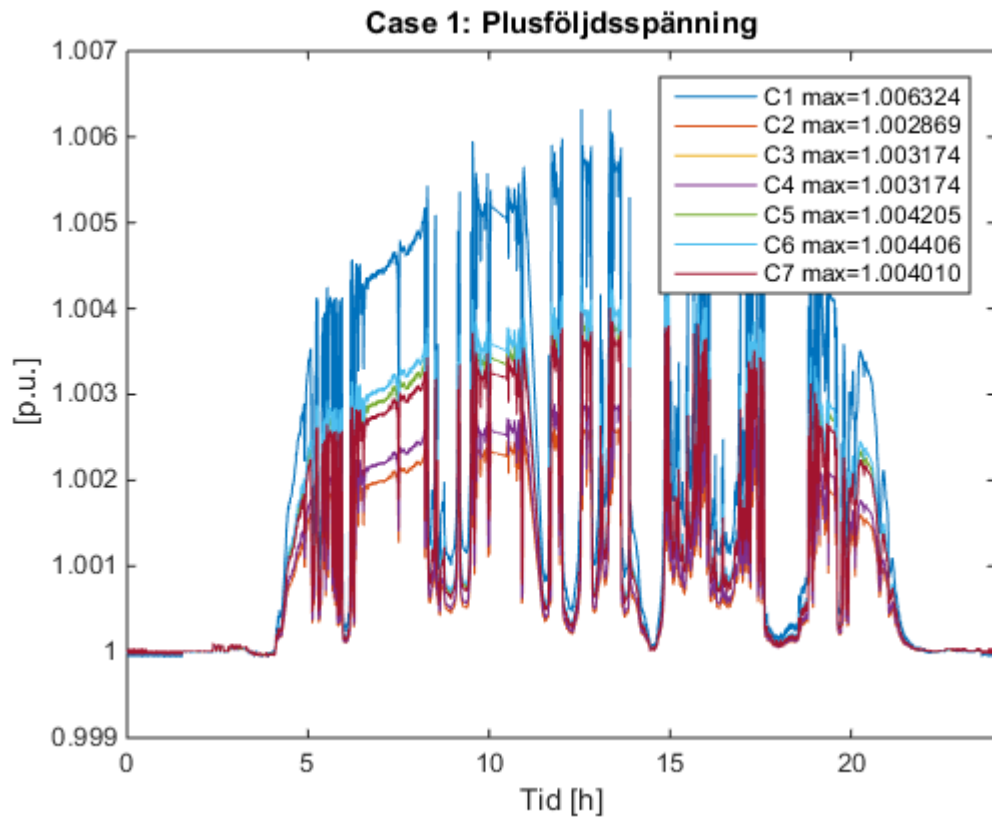


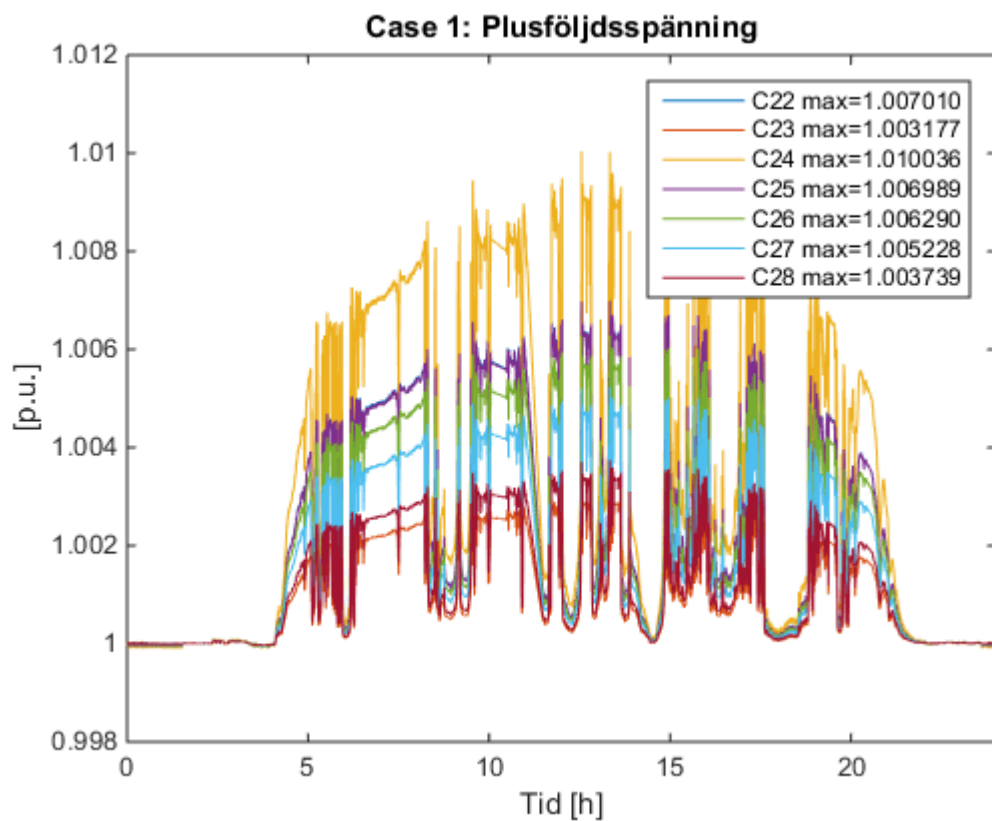
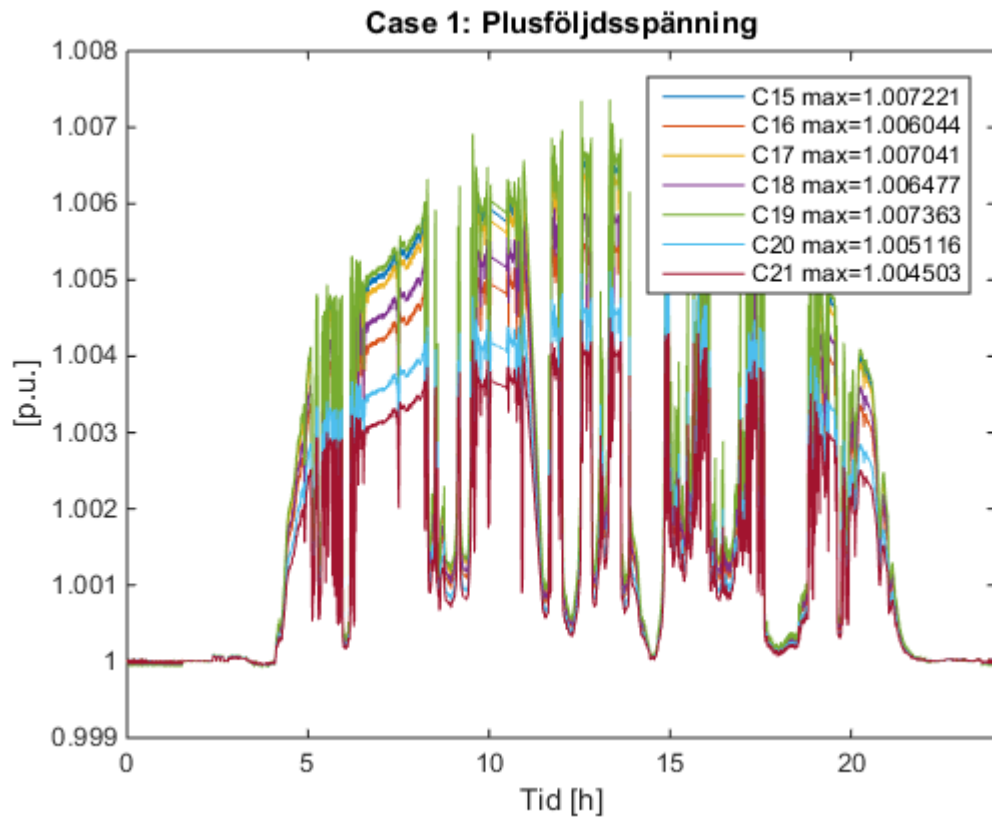


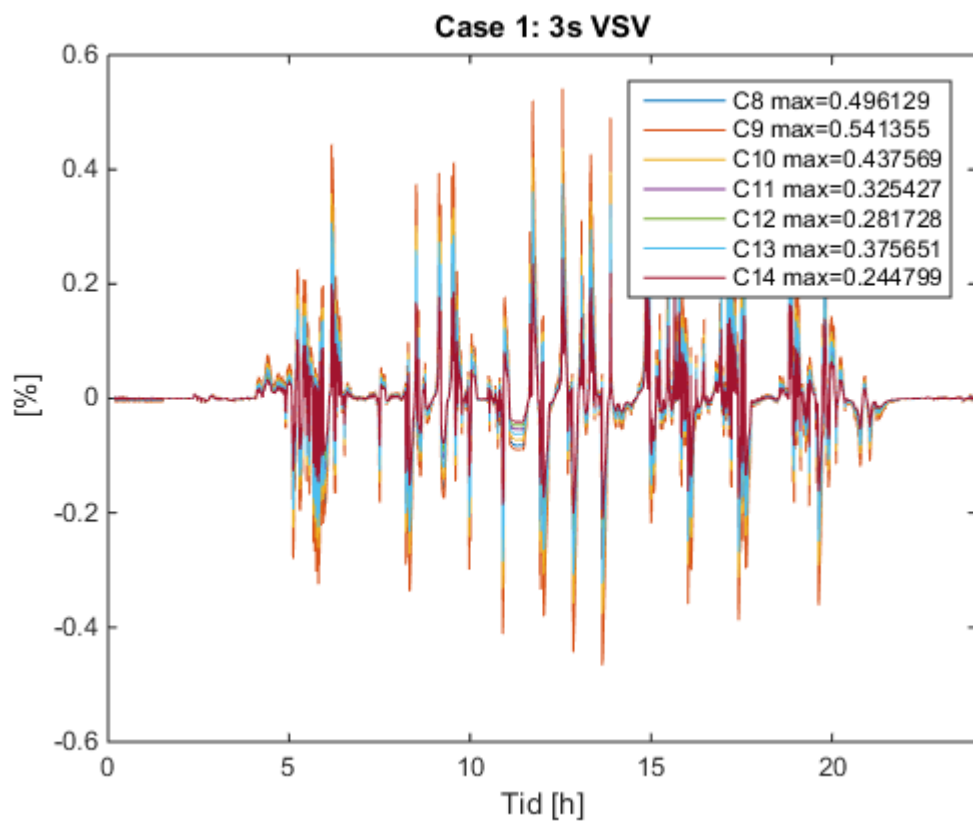
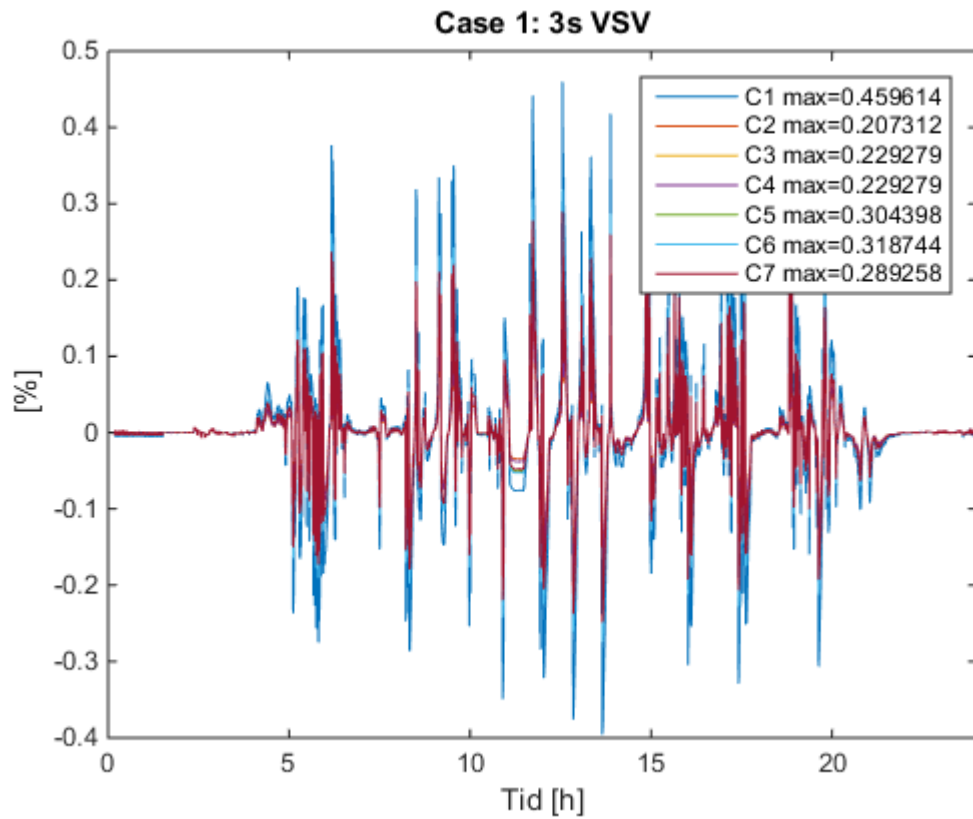


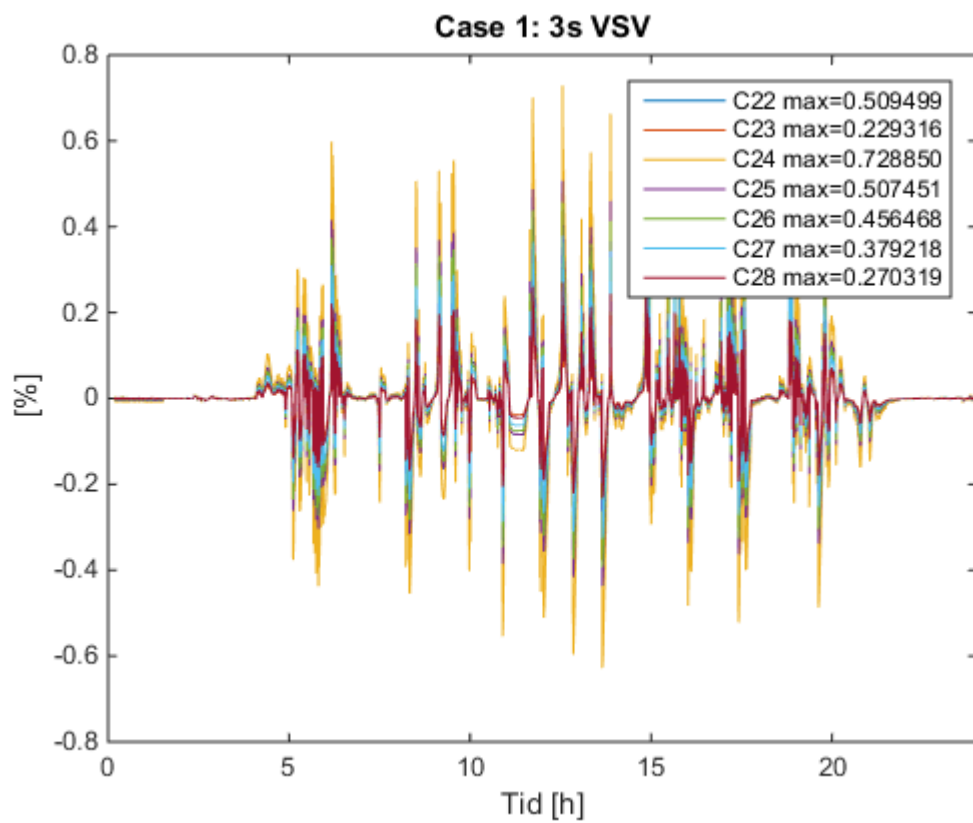
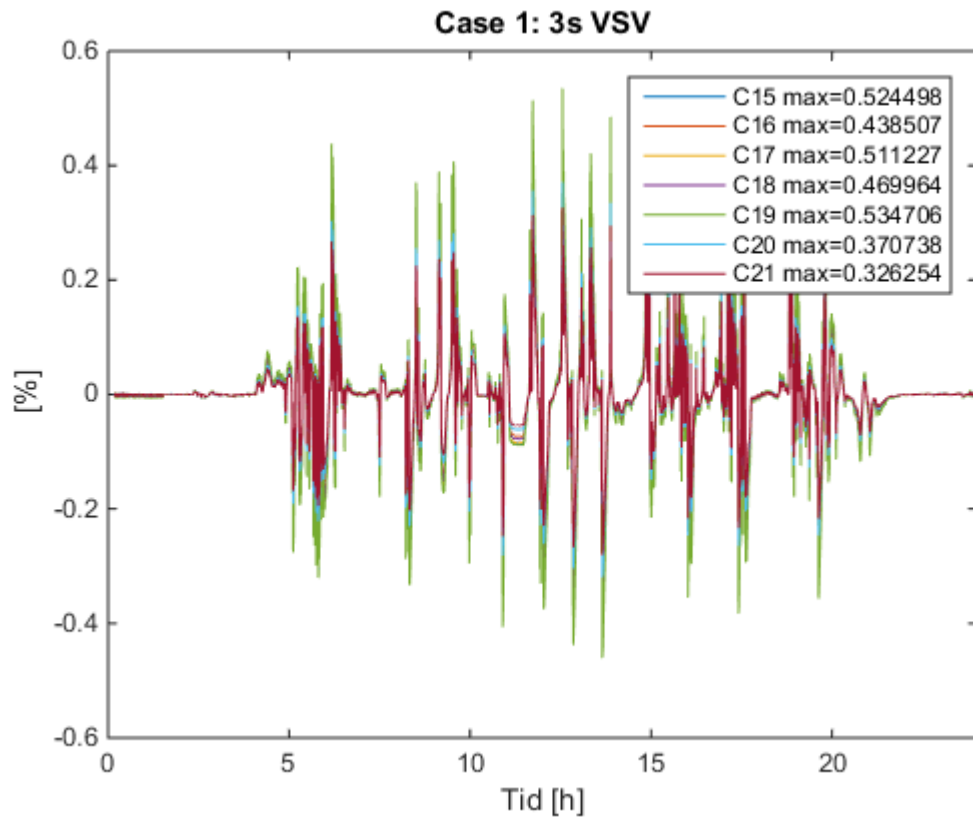


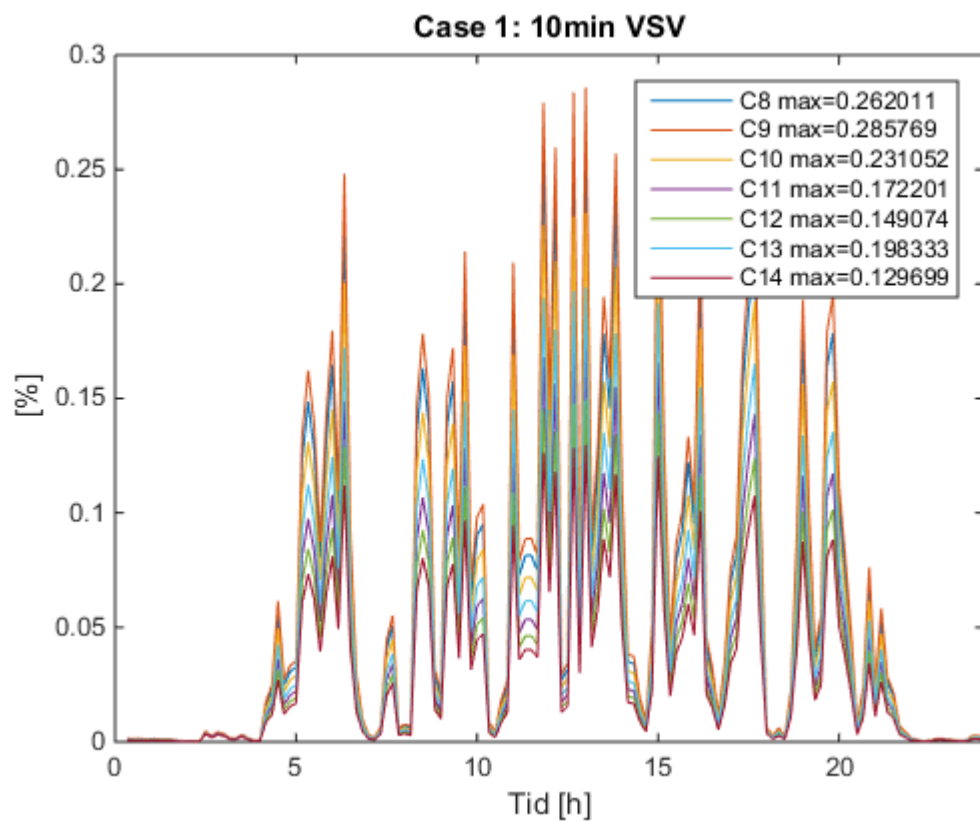
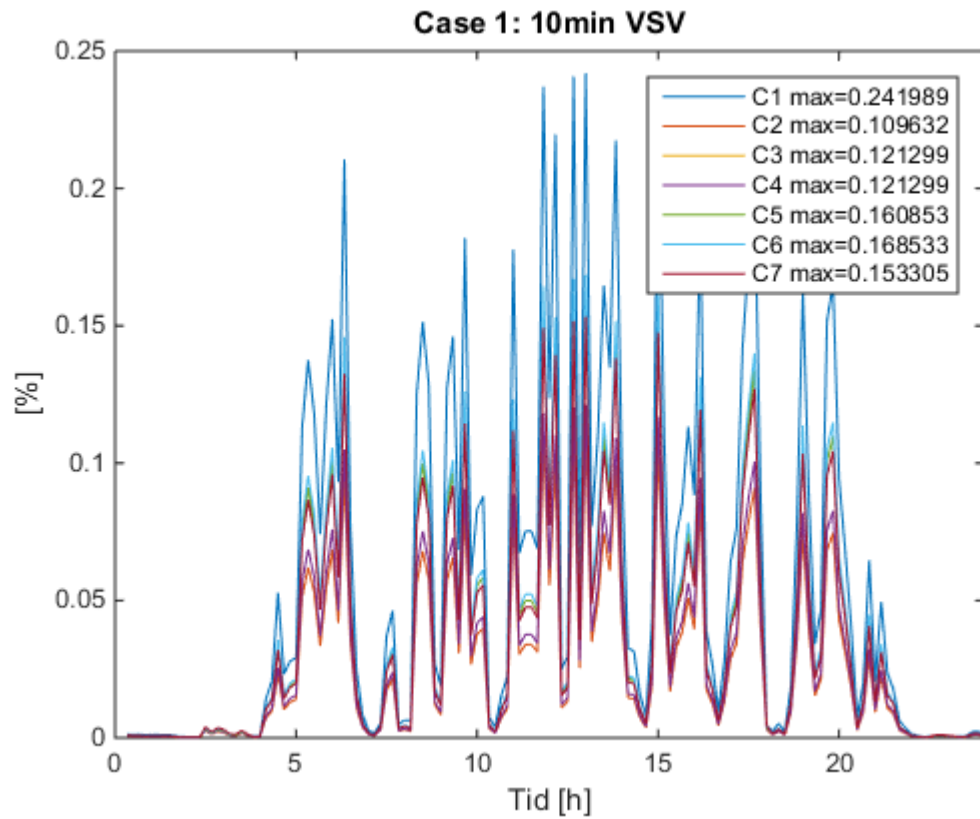
A6. Simuleringsresultat – 28-kundersnät

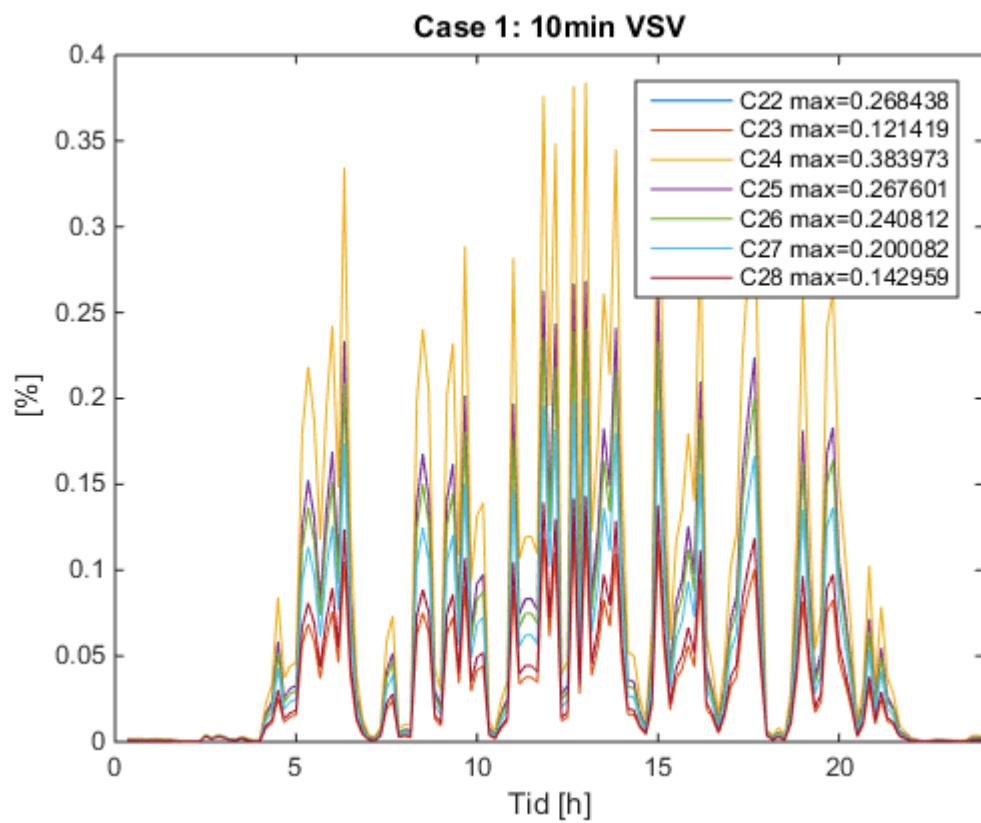
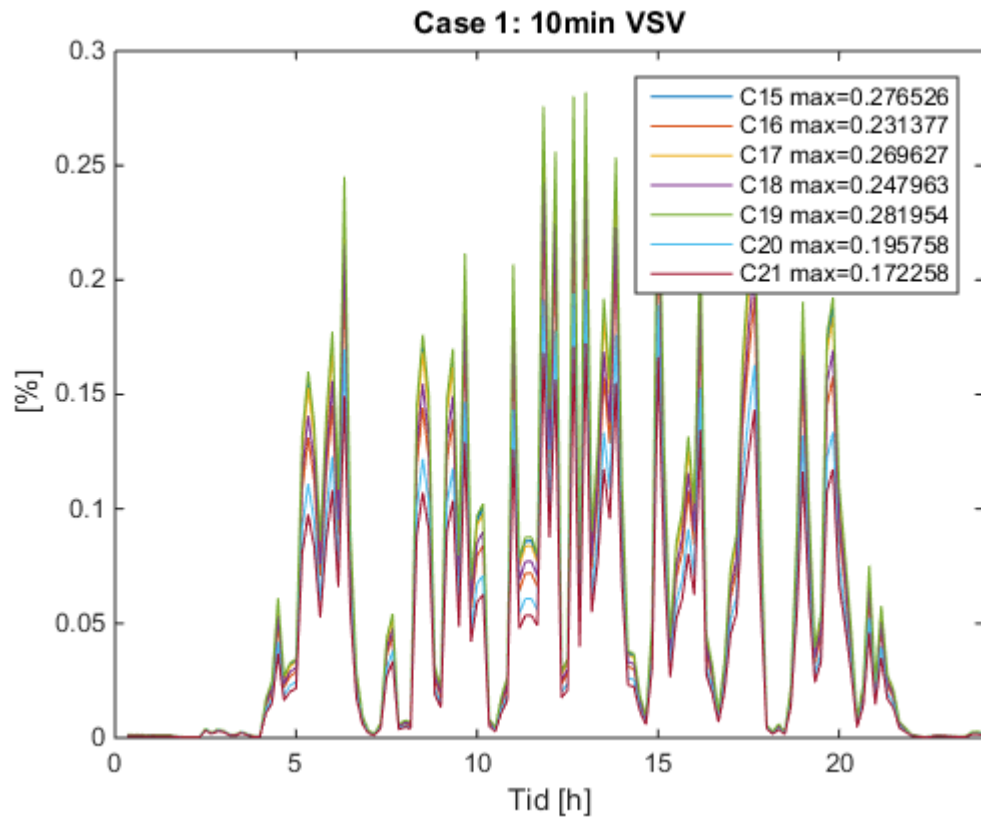


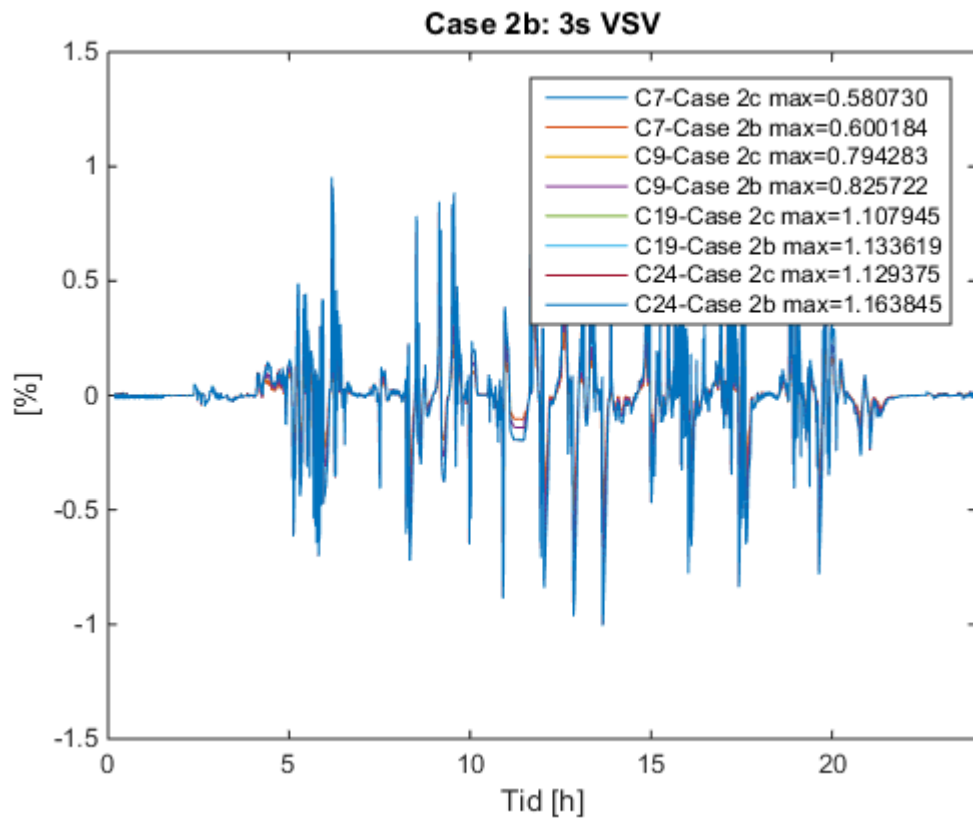
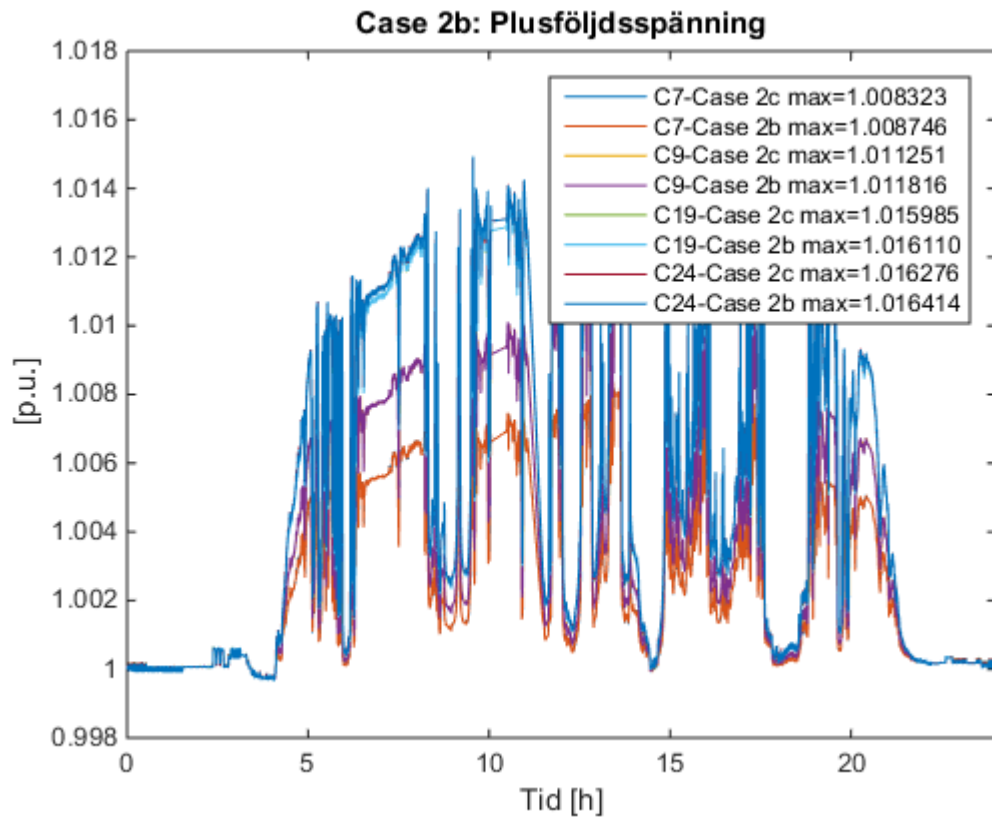


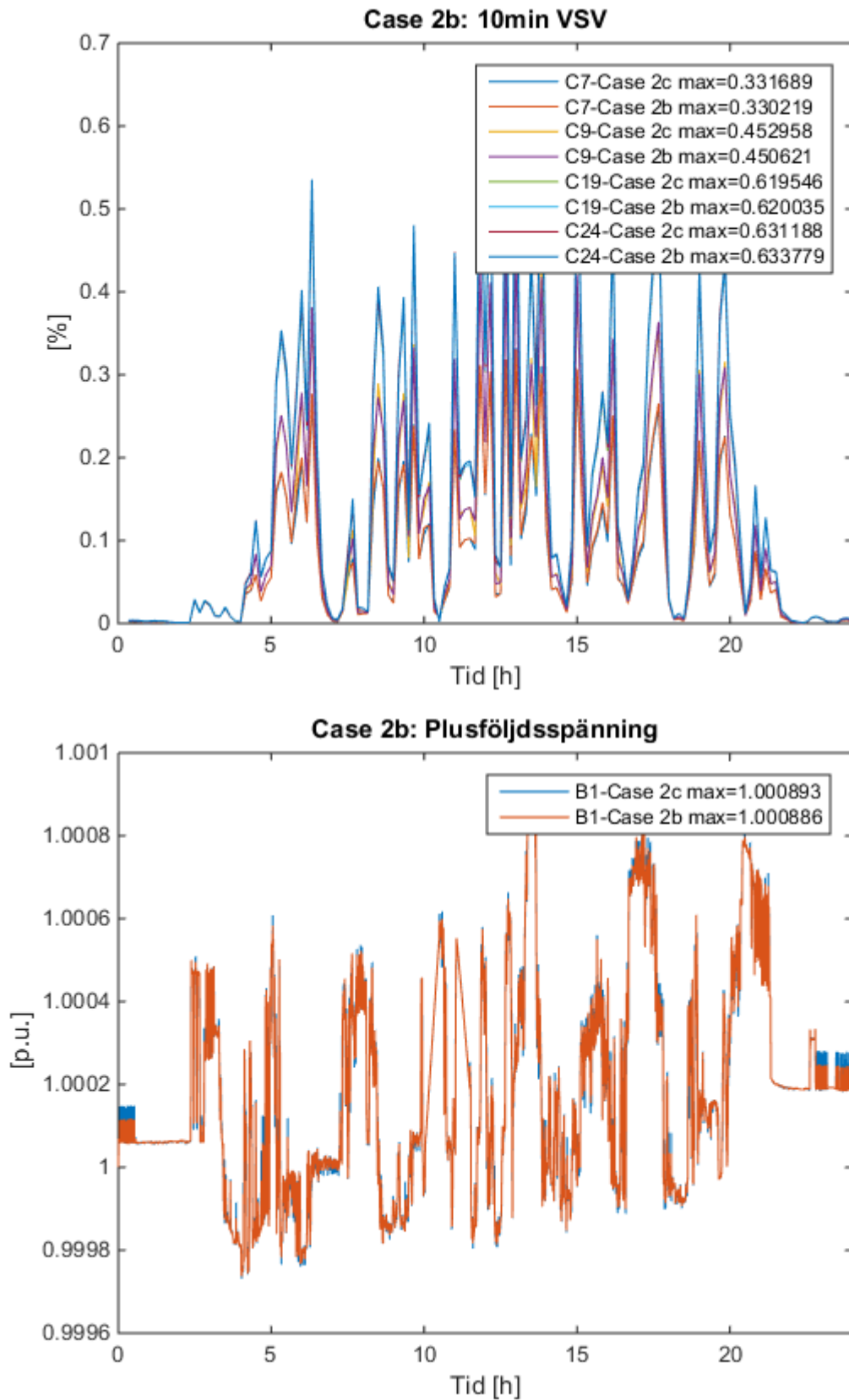


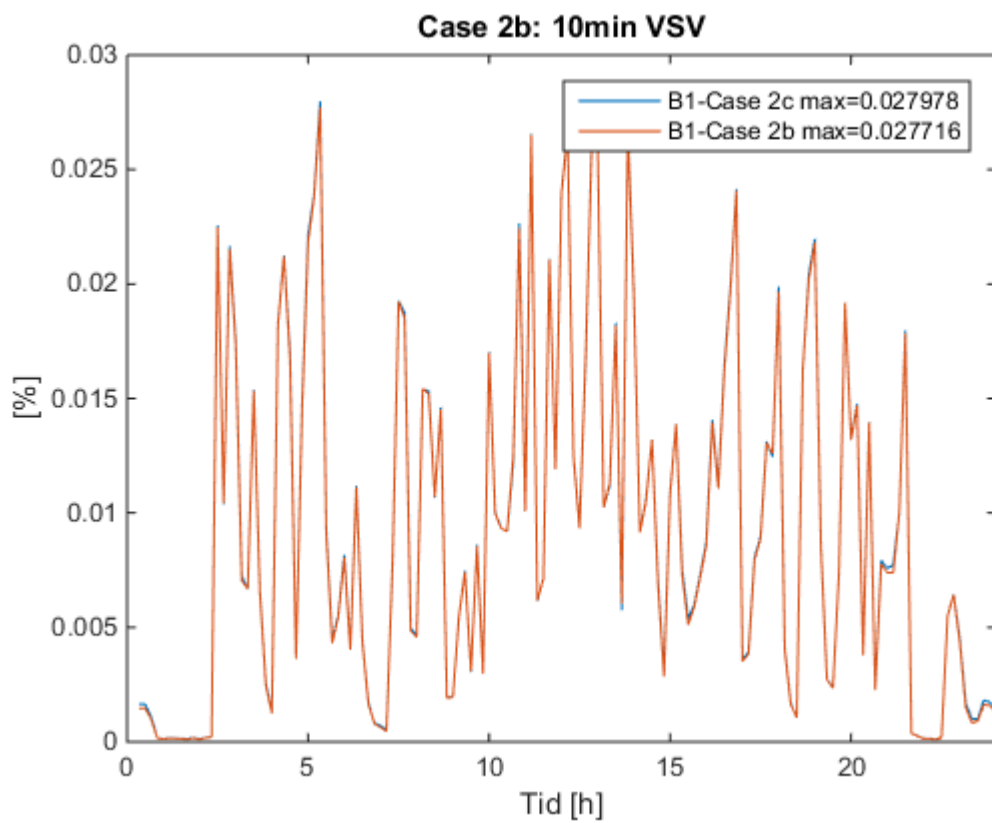
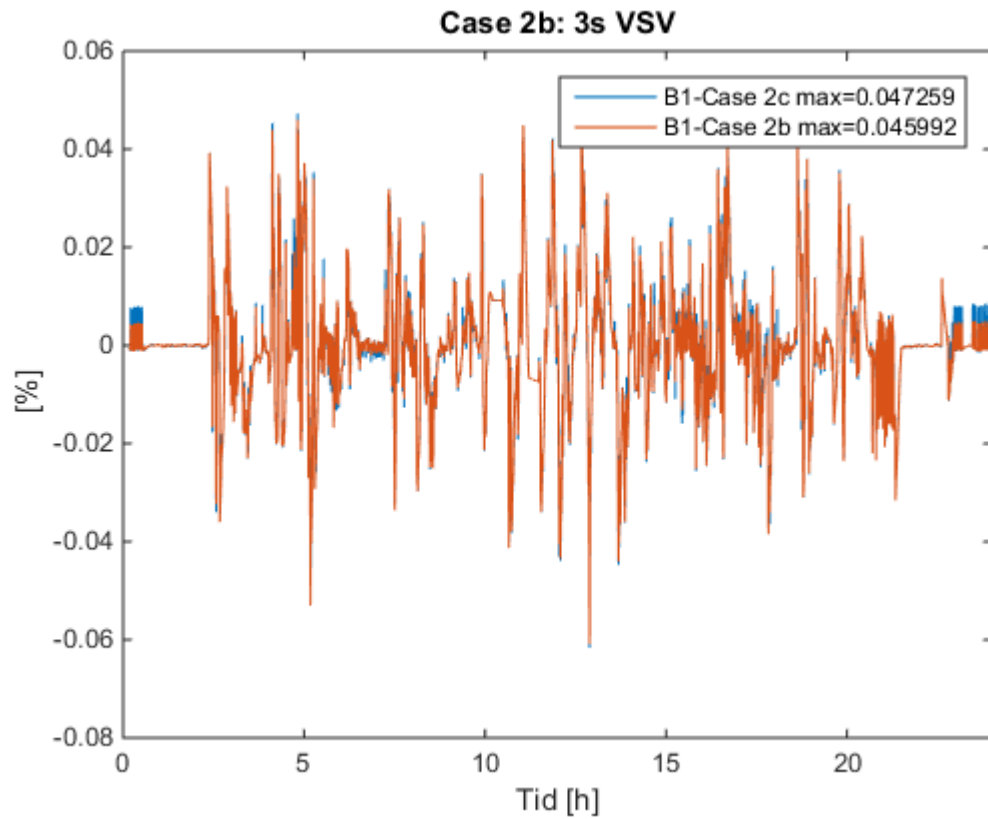


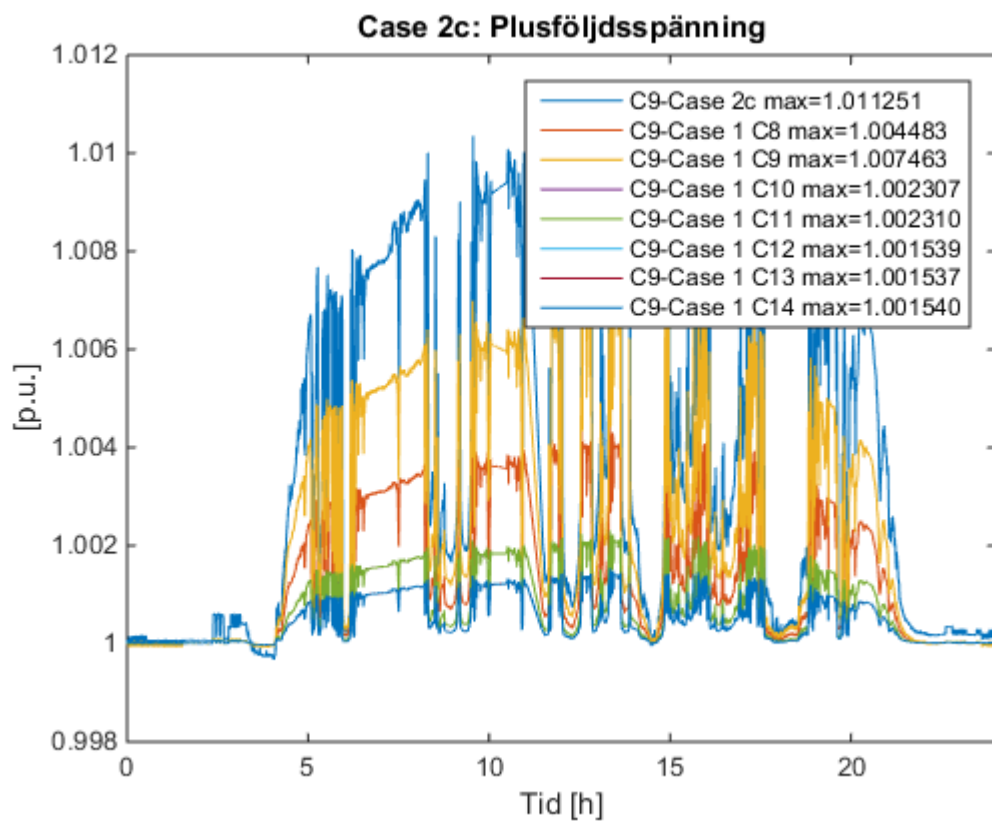
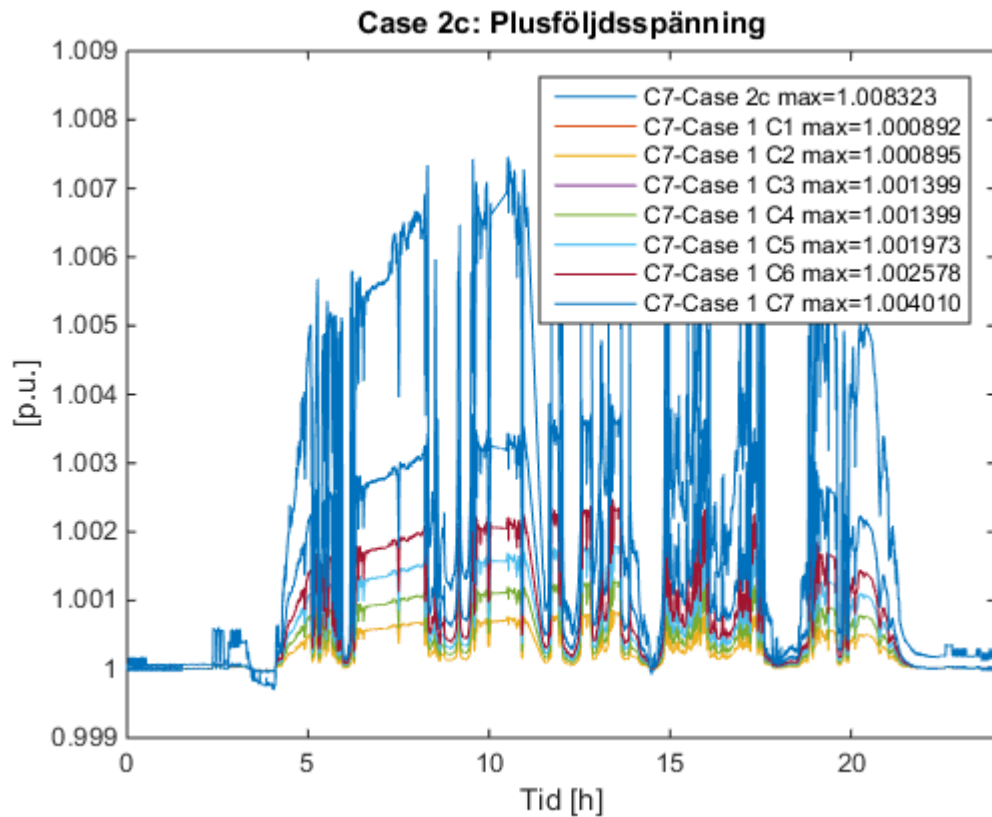


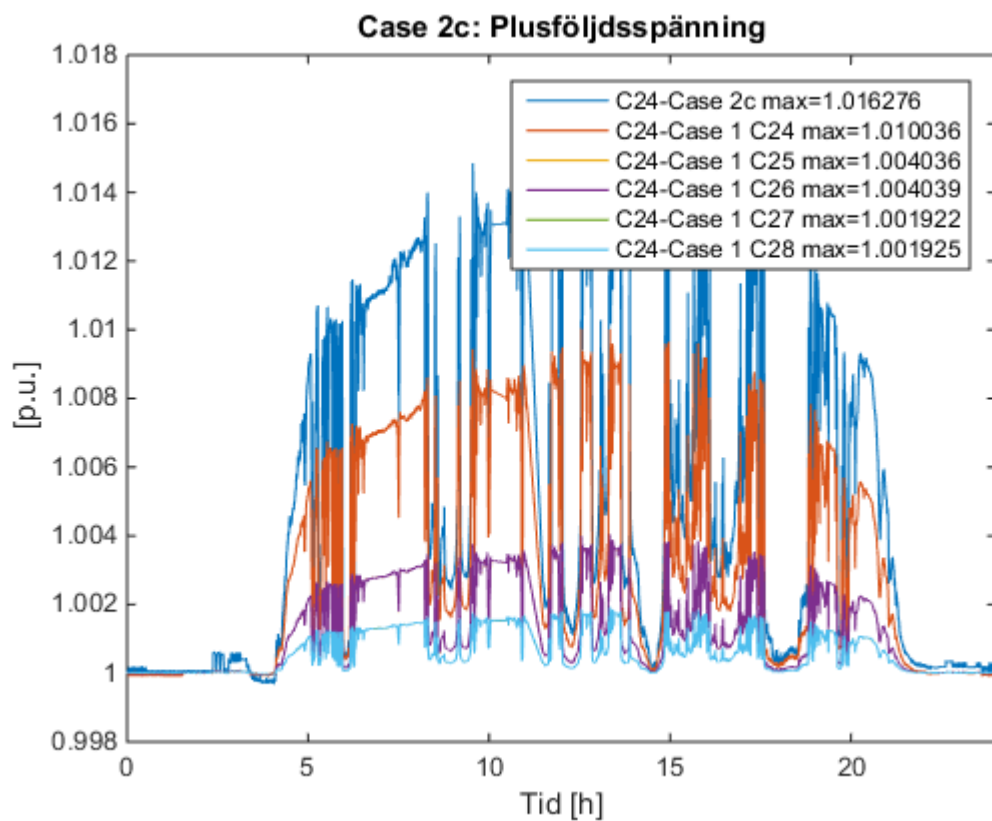
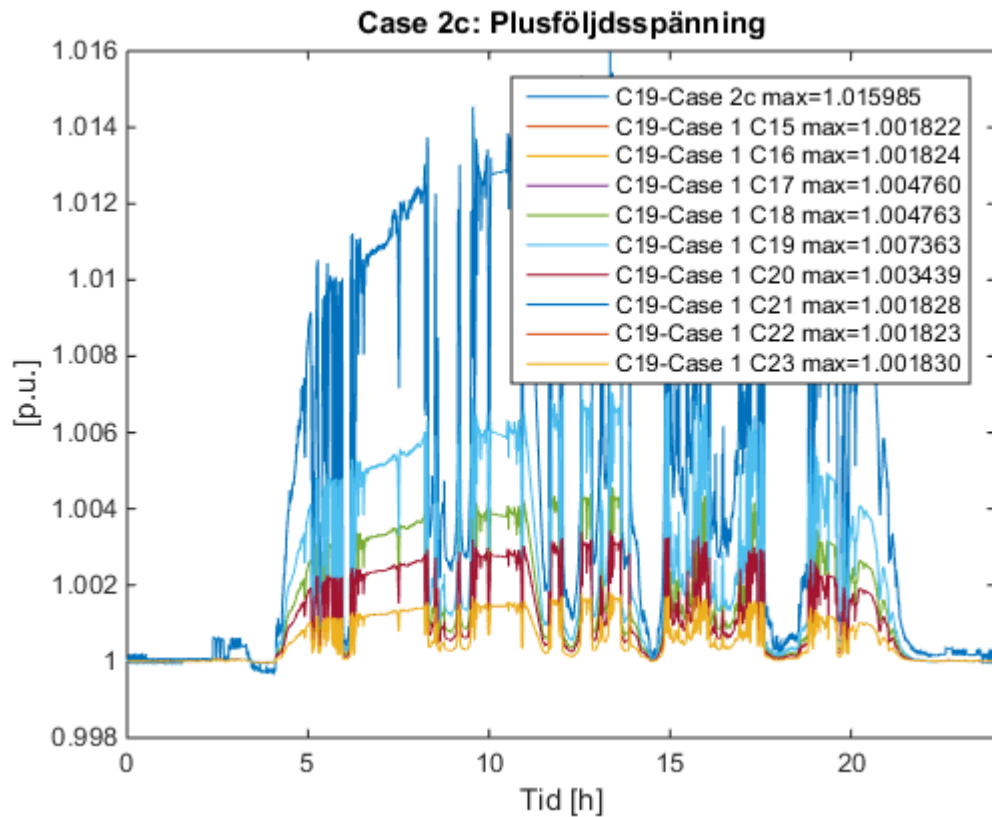


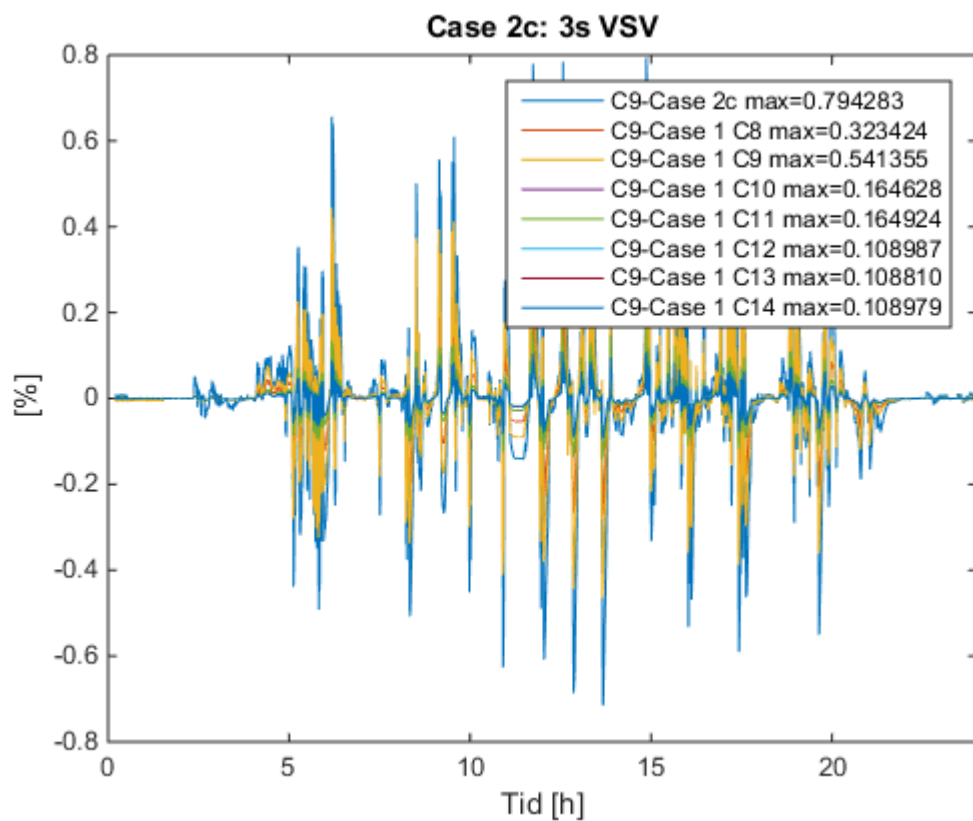
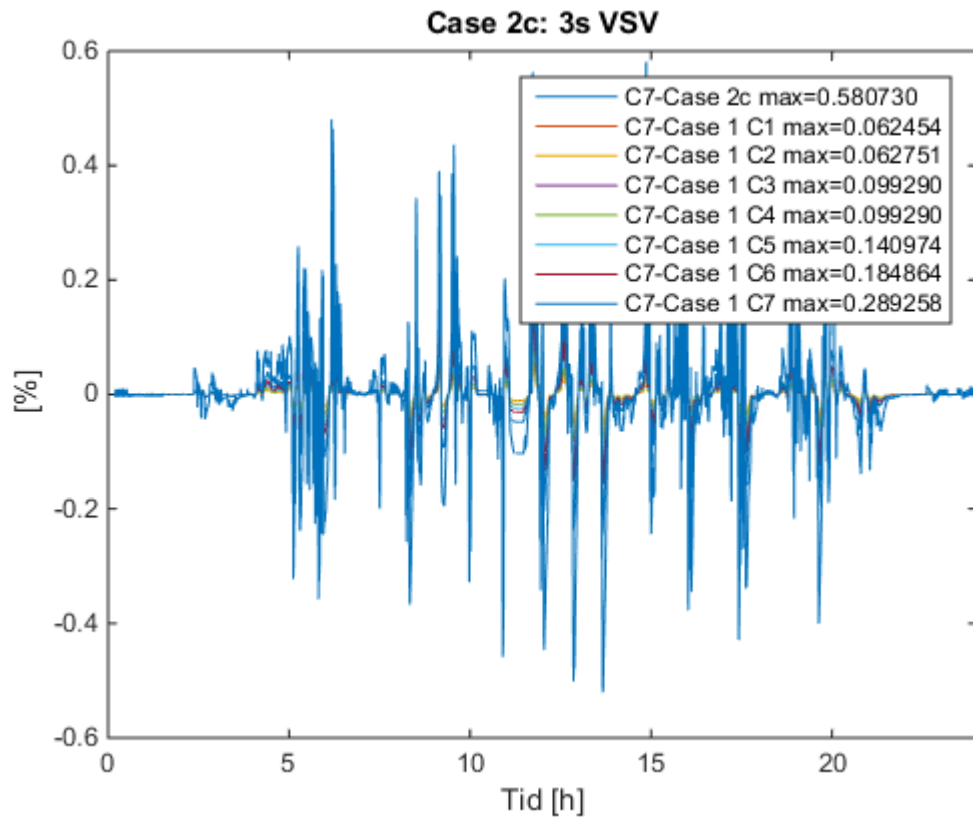


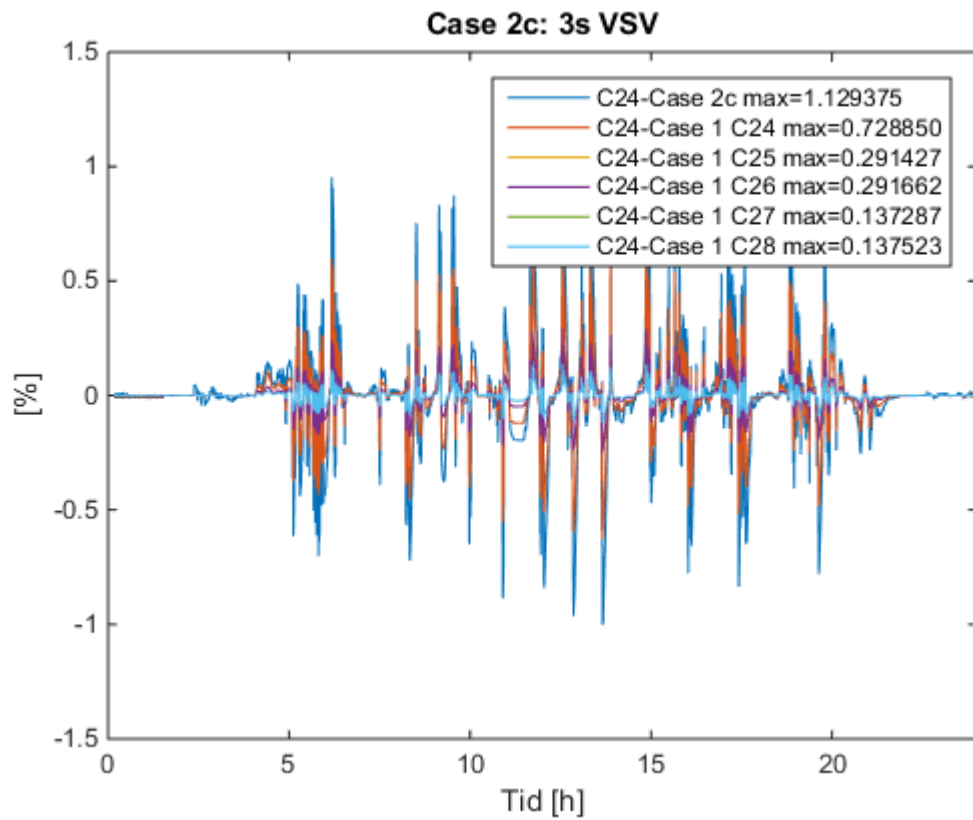
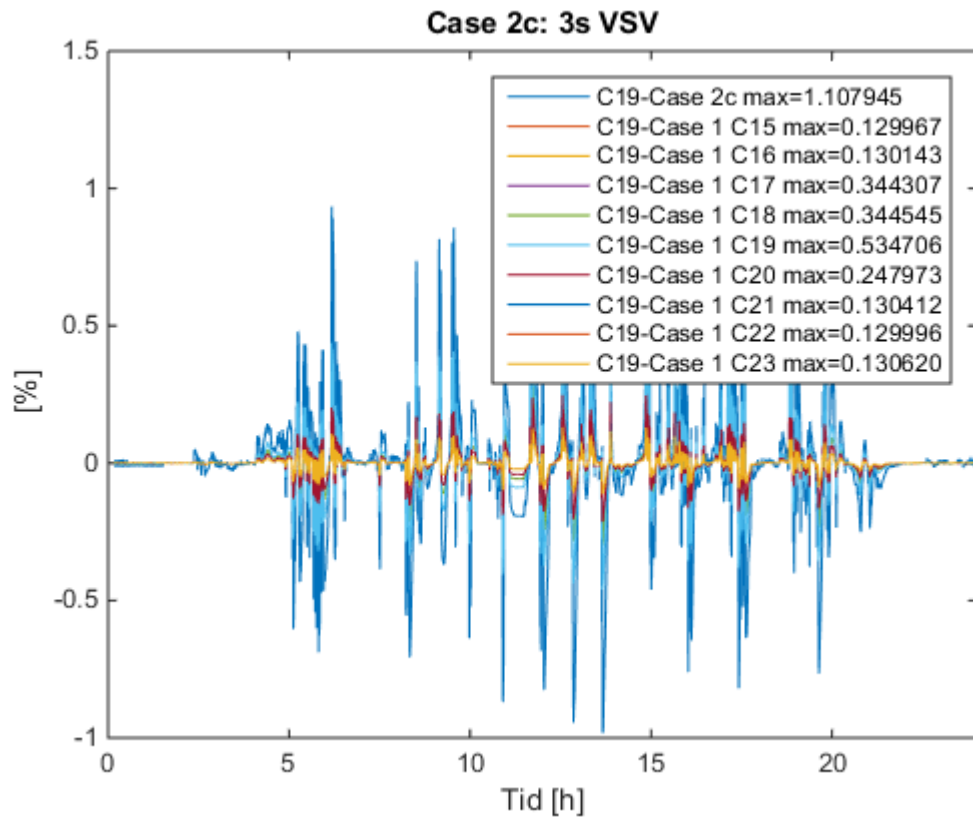


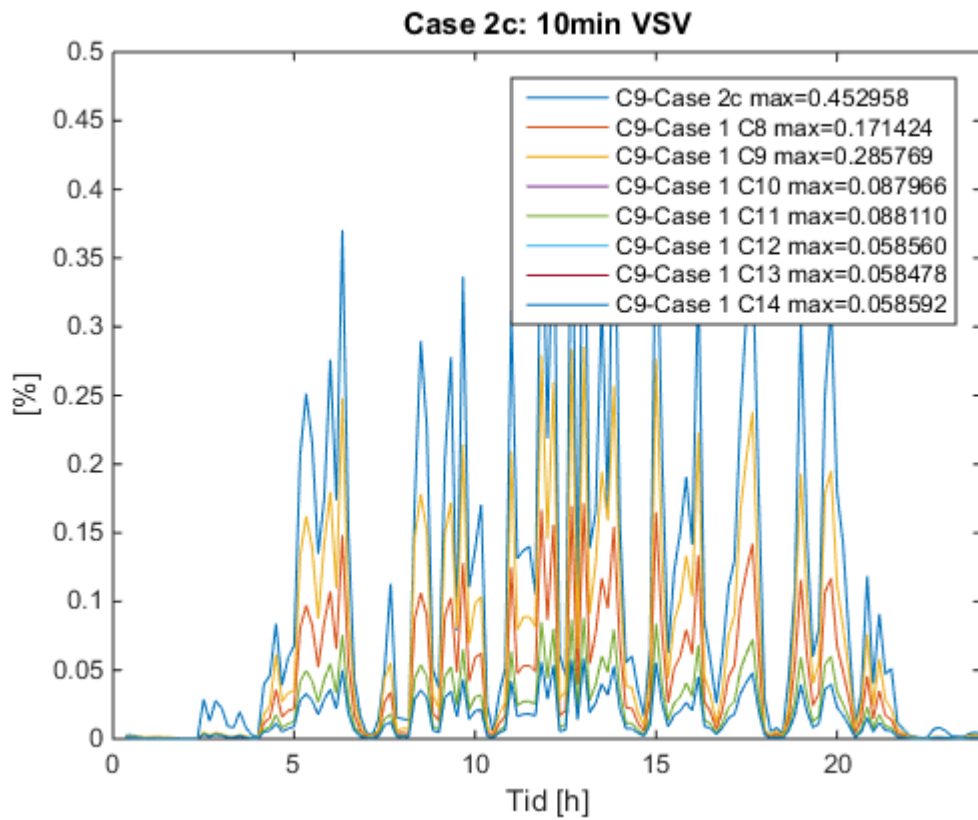
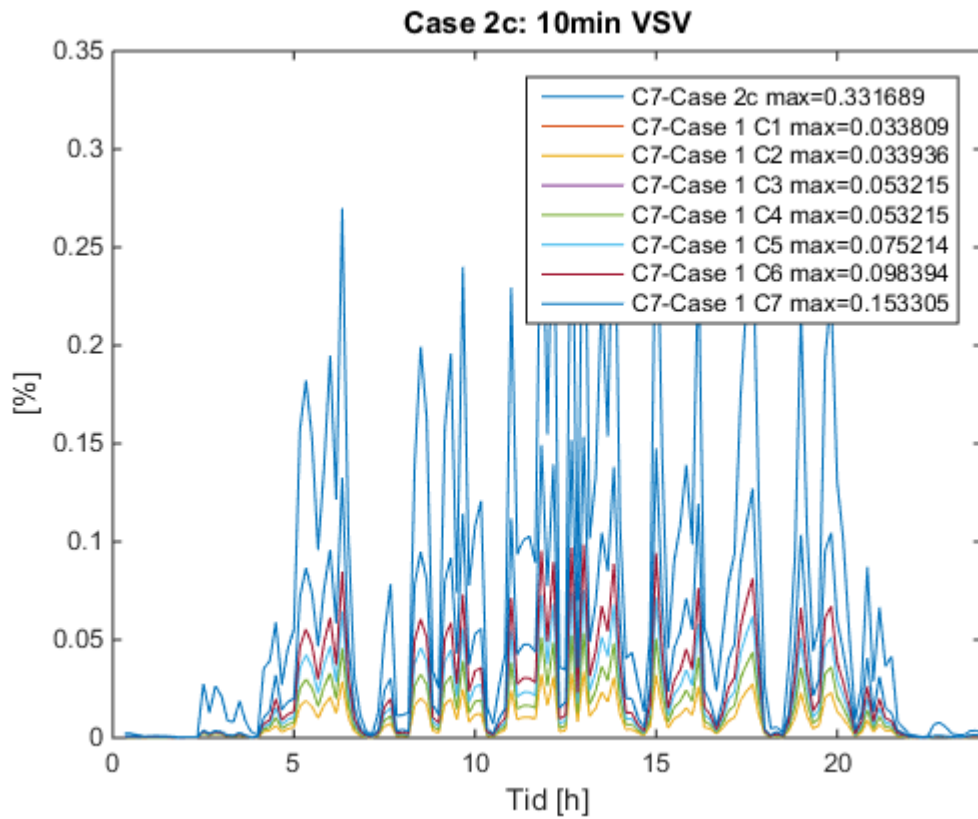


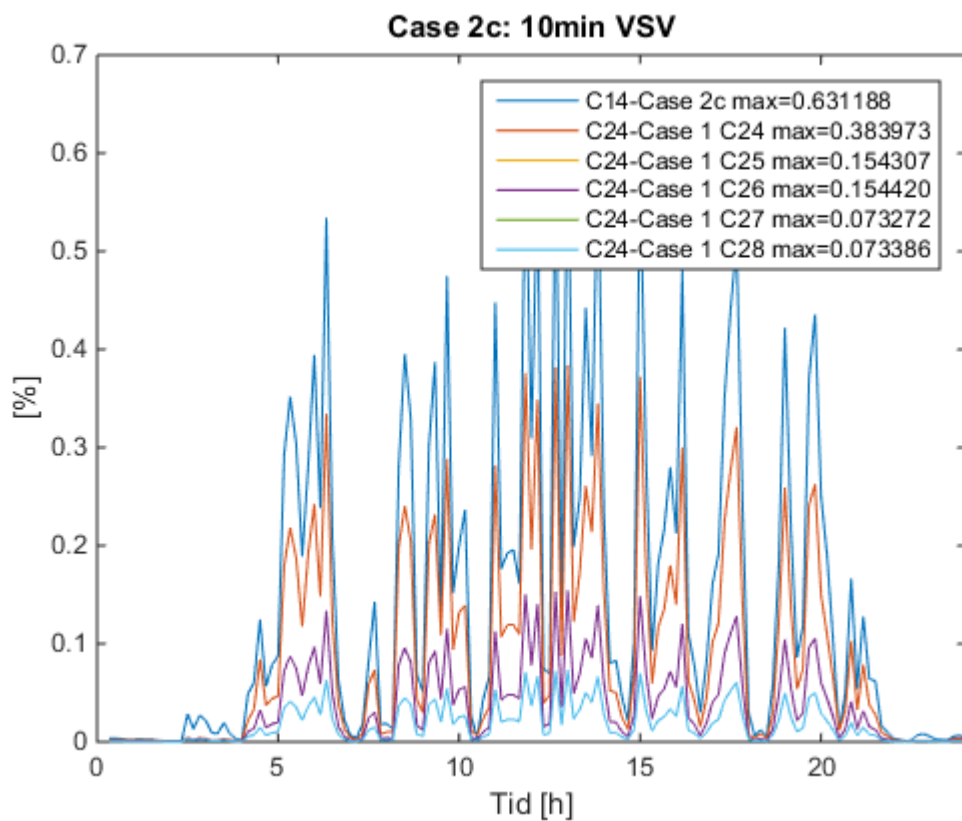
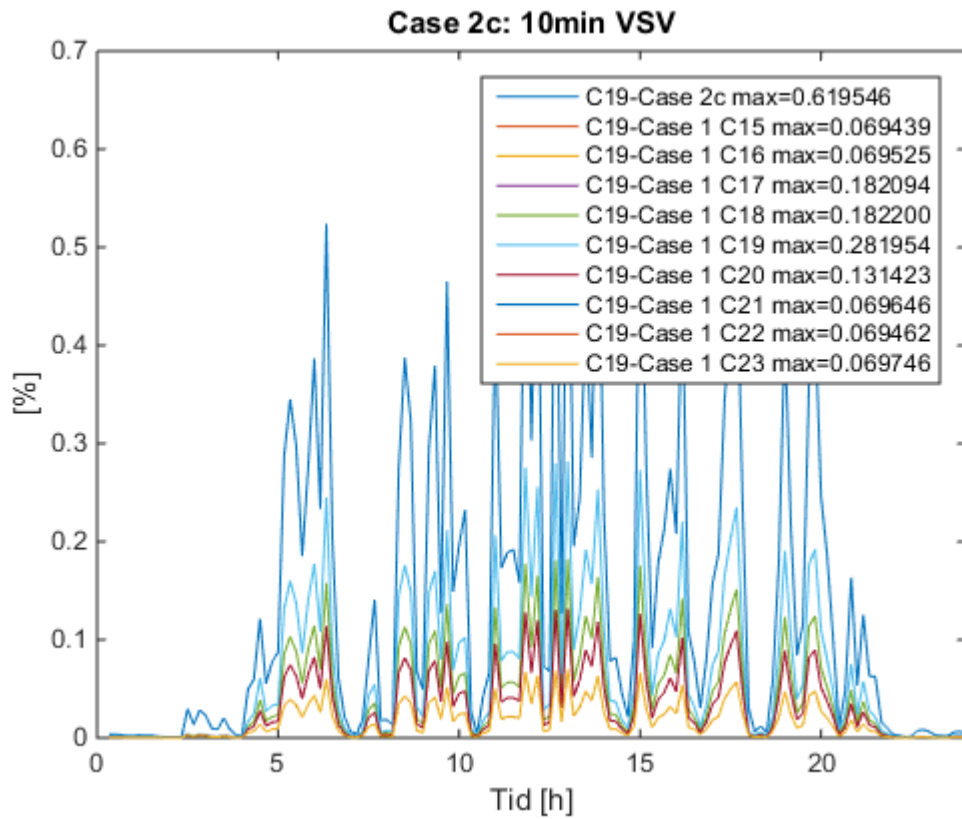


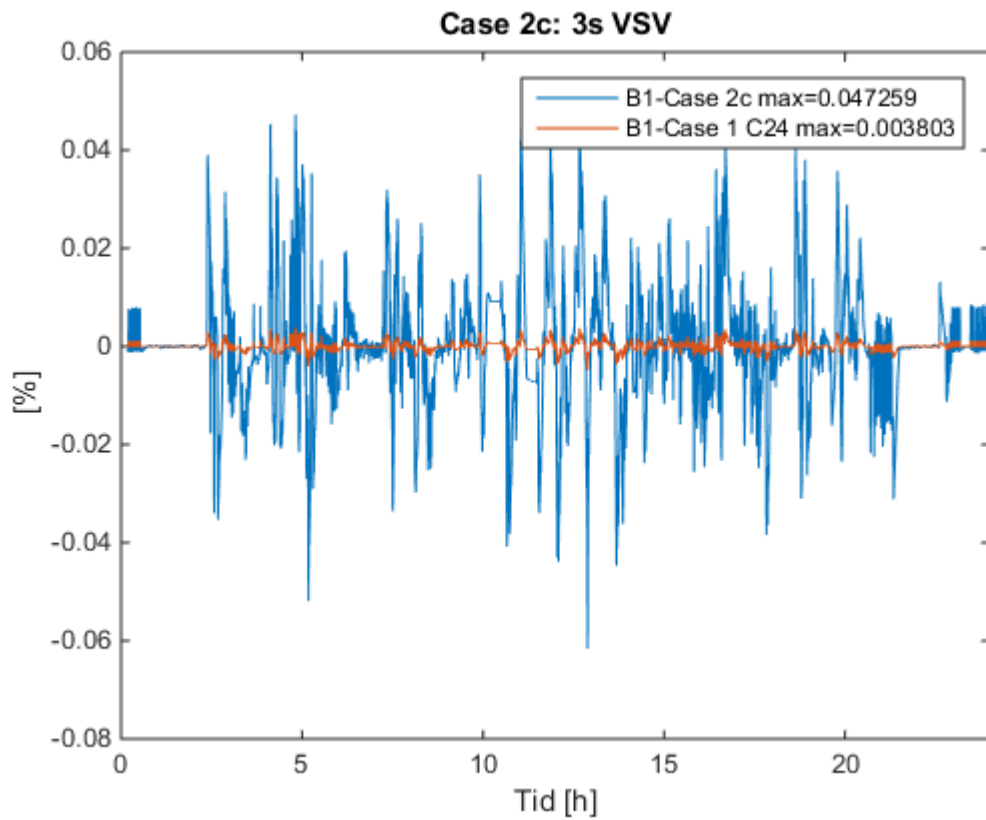
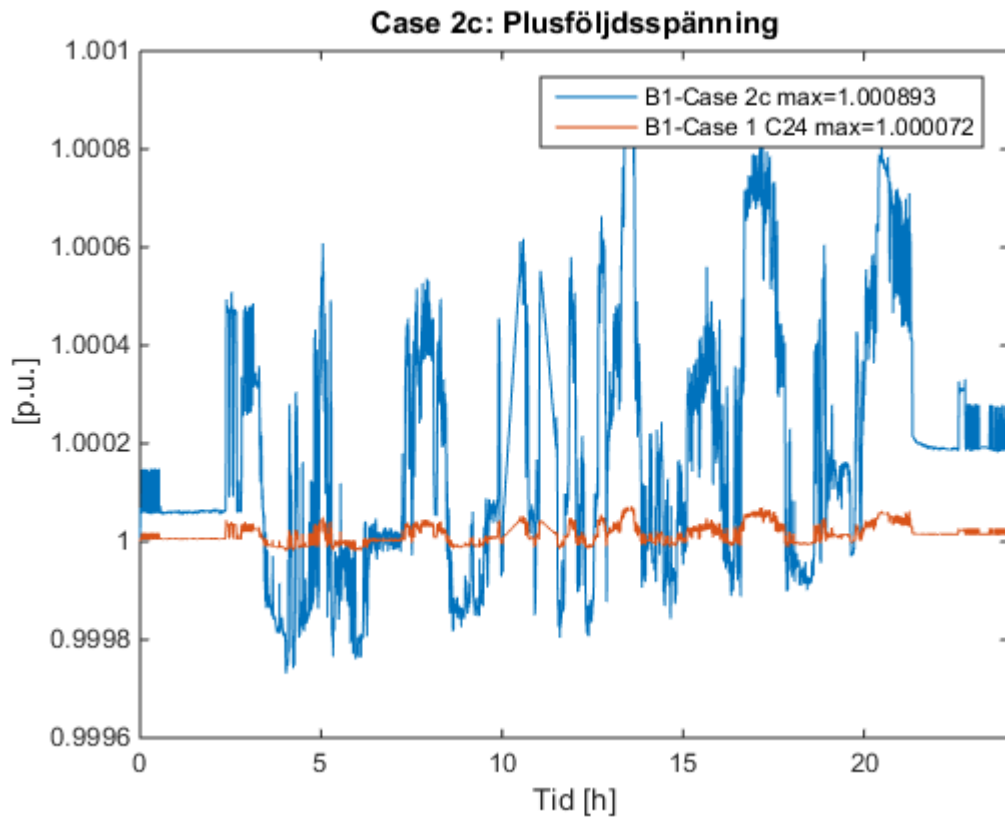


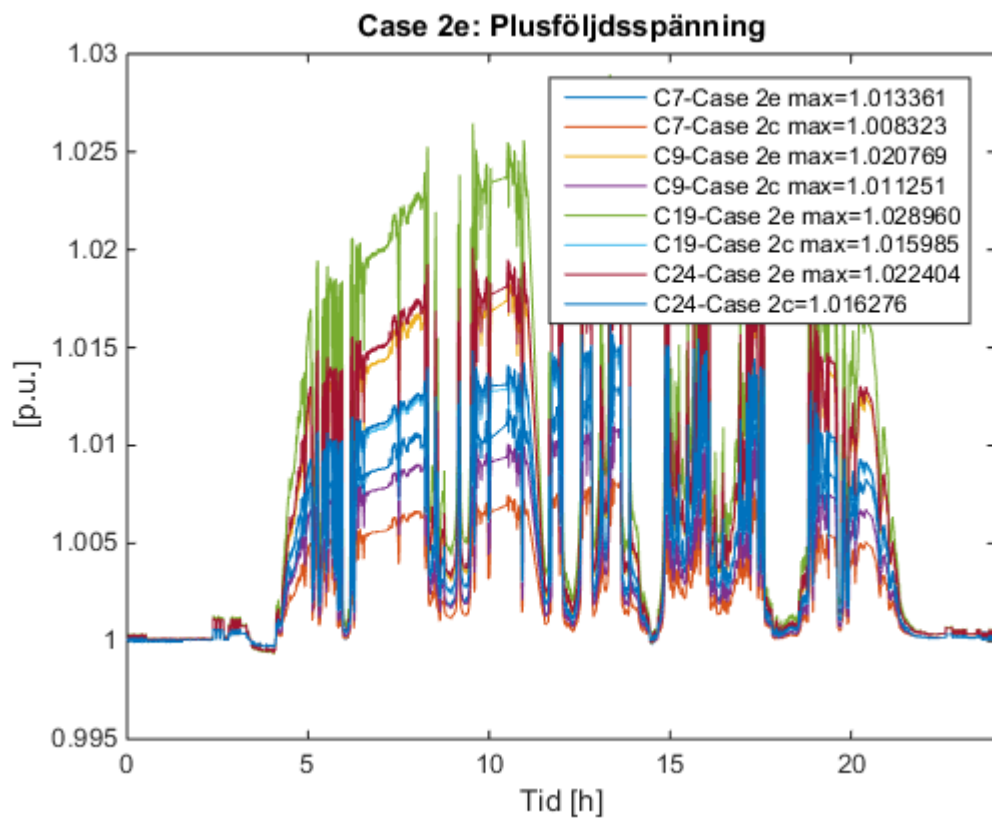
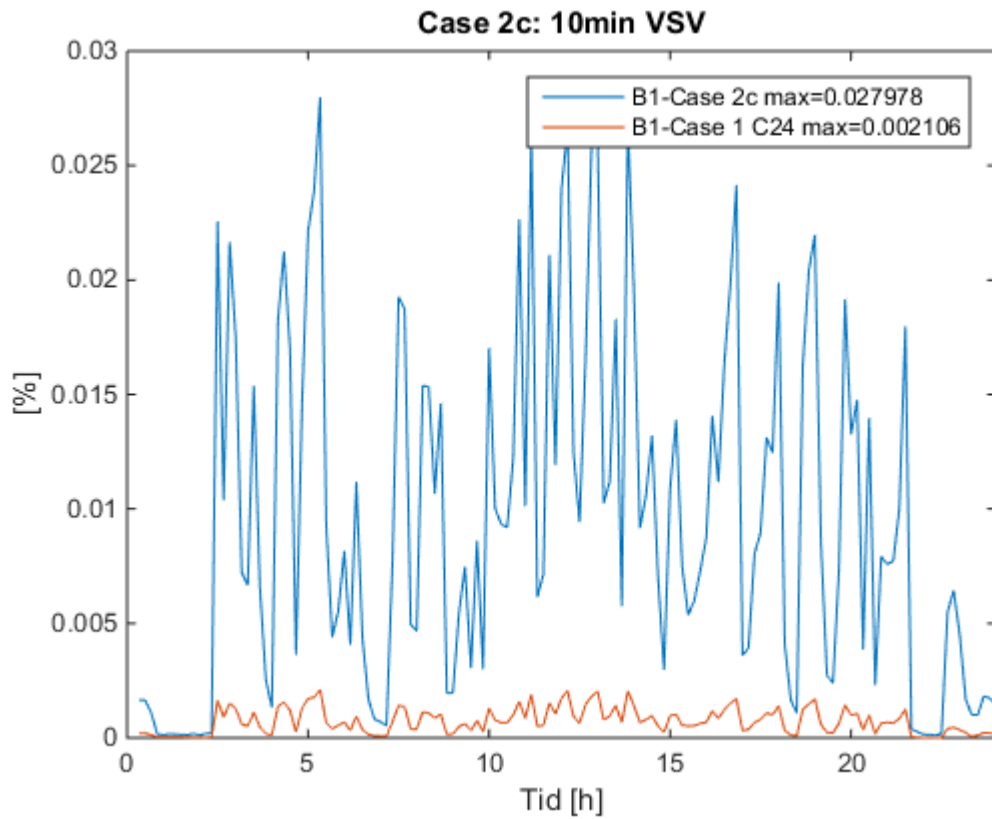


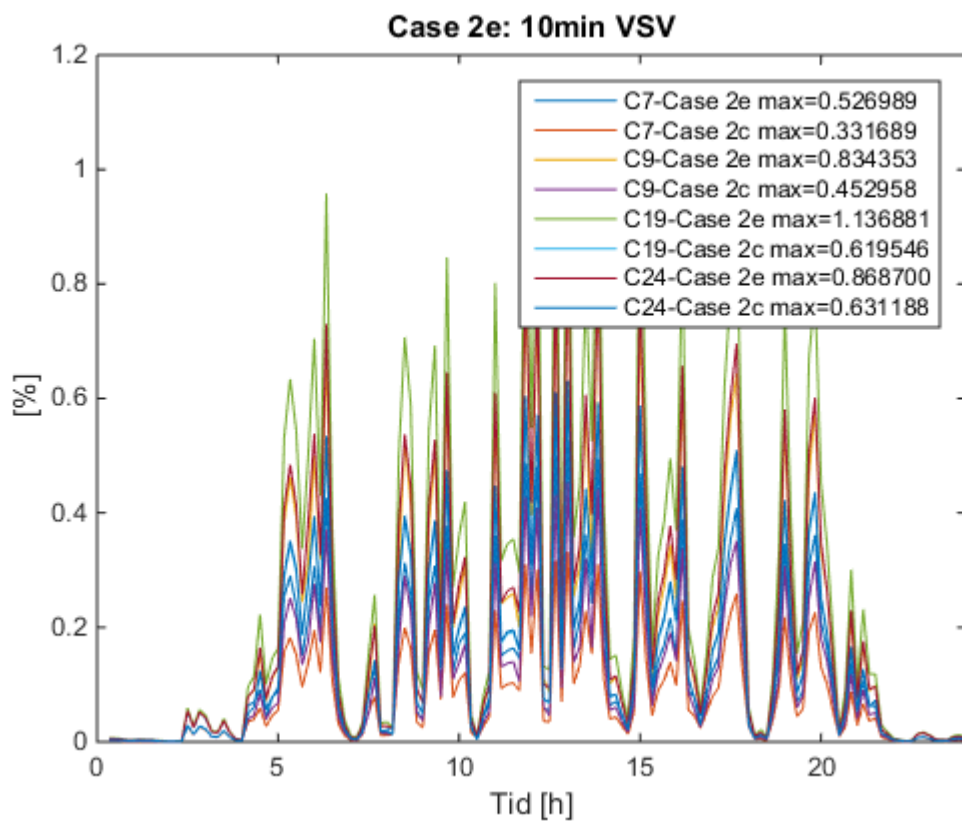
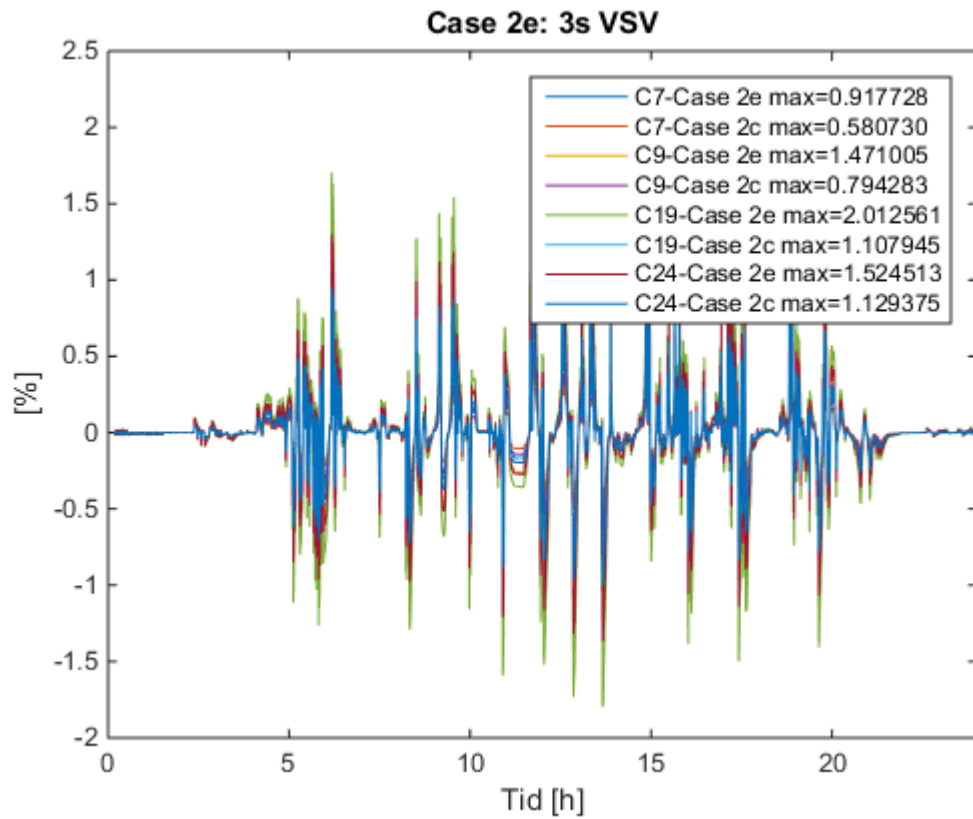


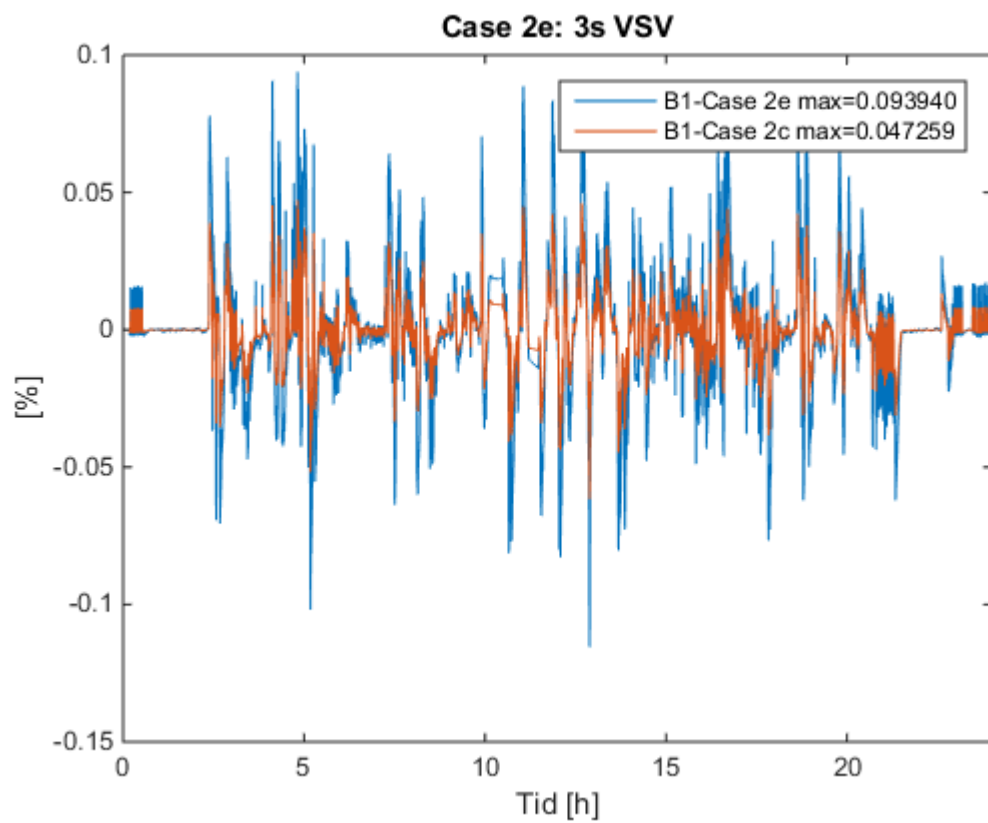
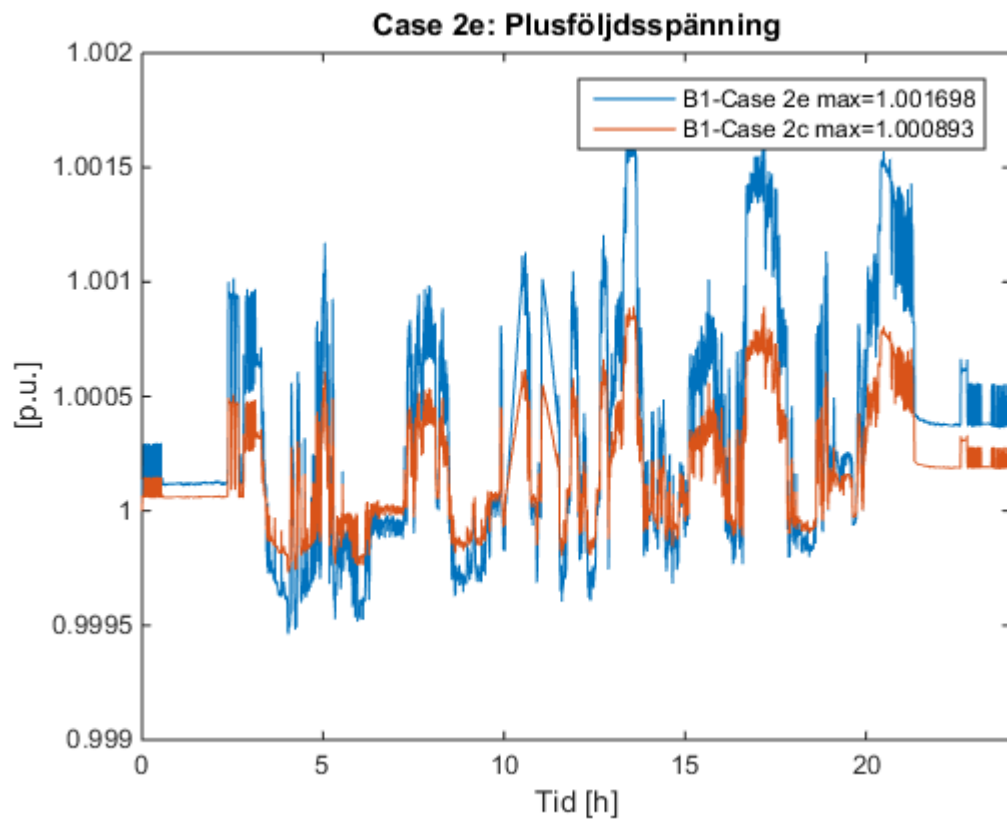


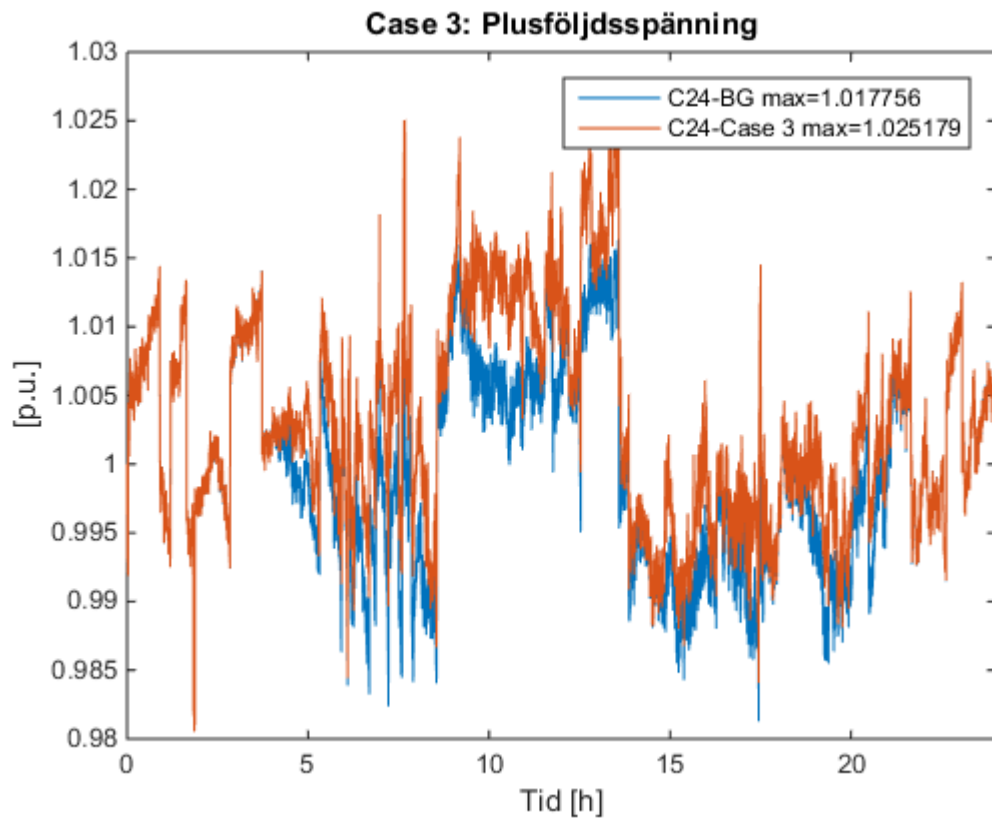
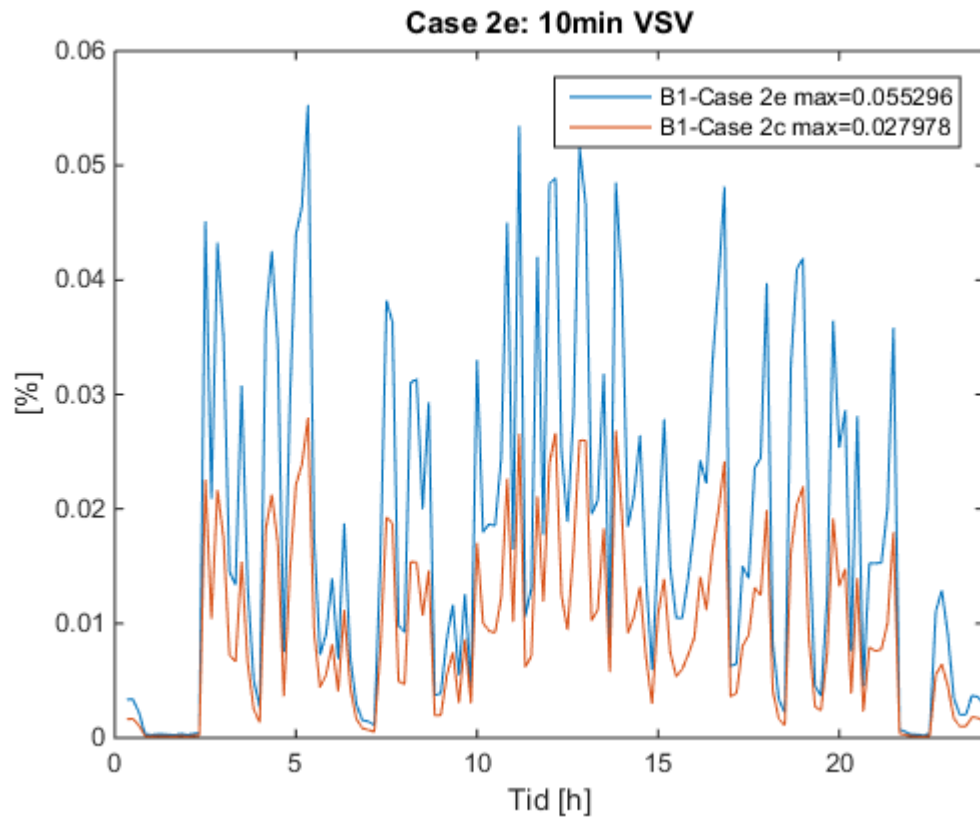


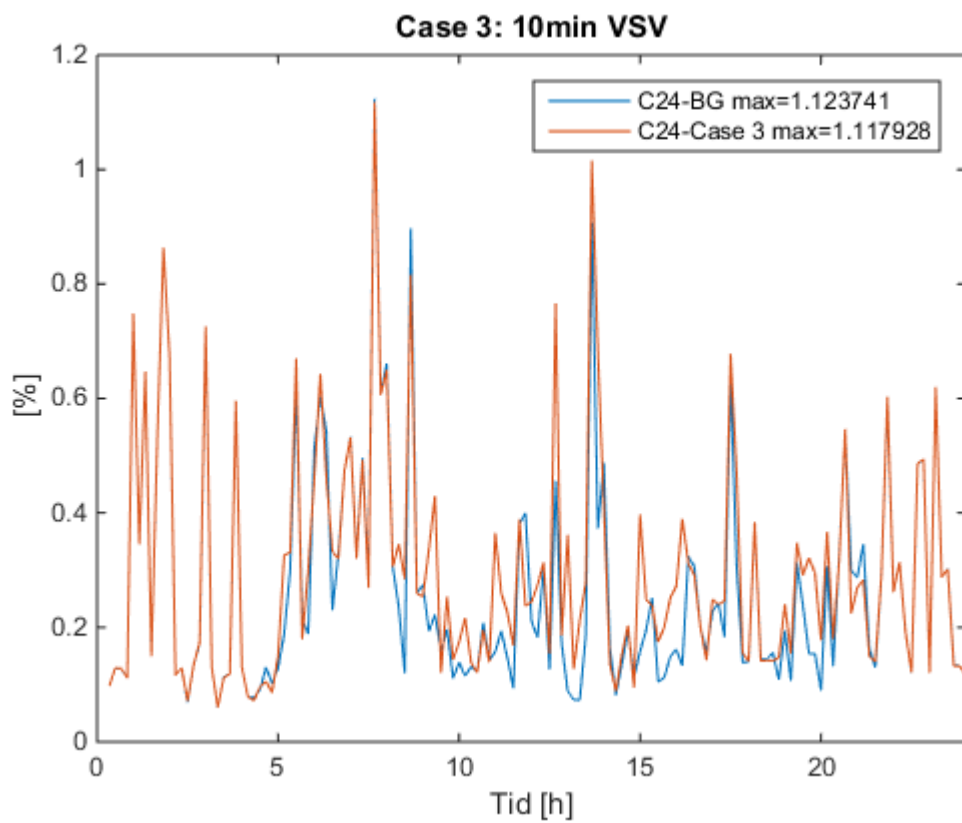
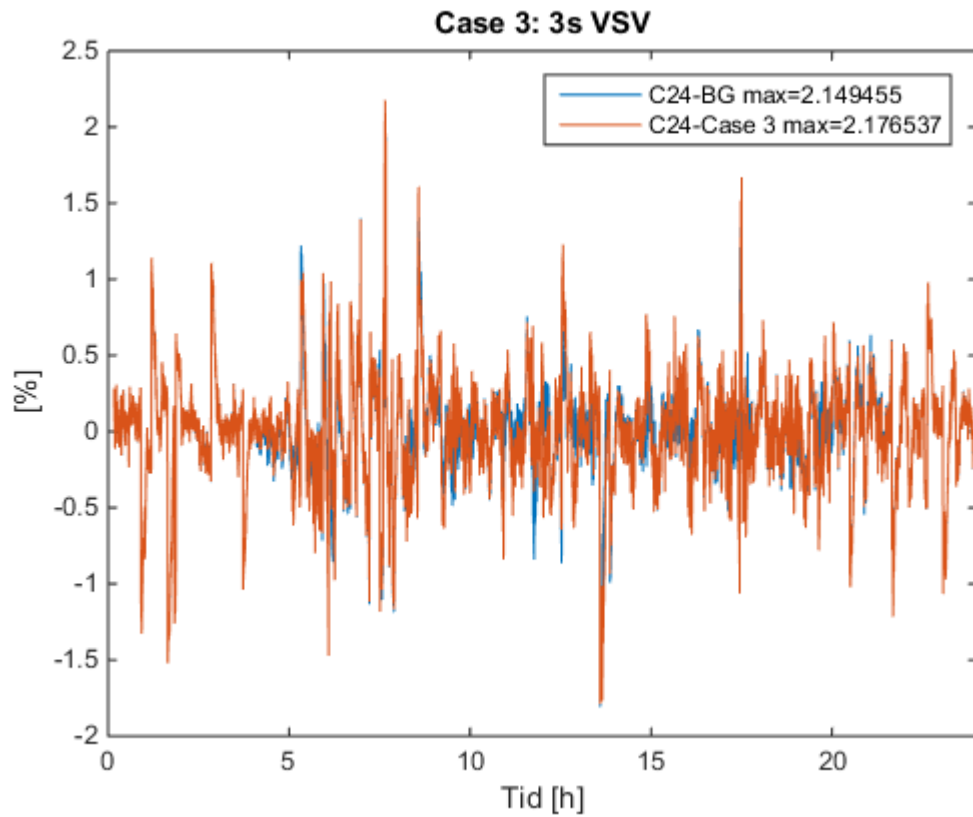


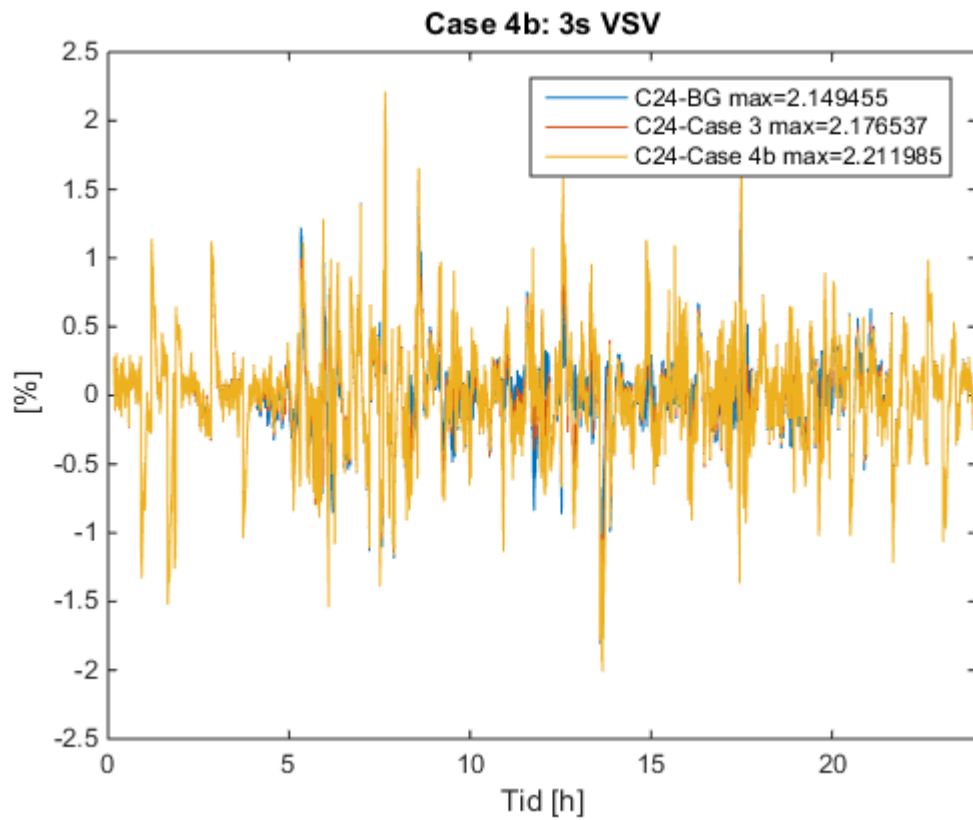
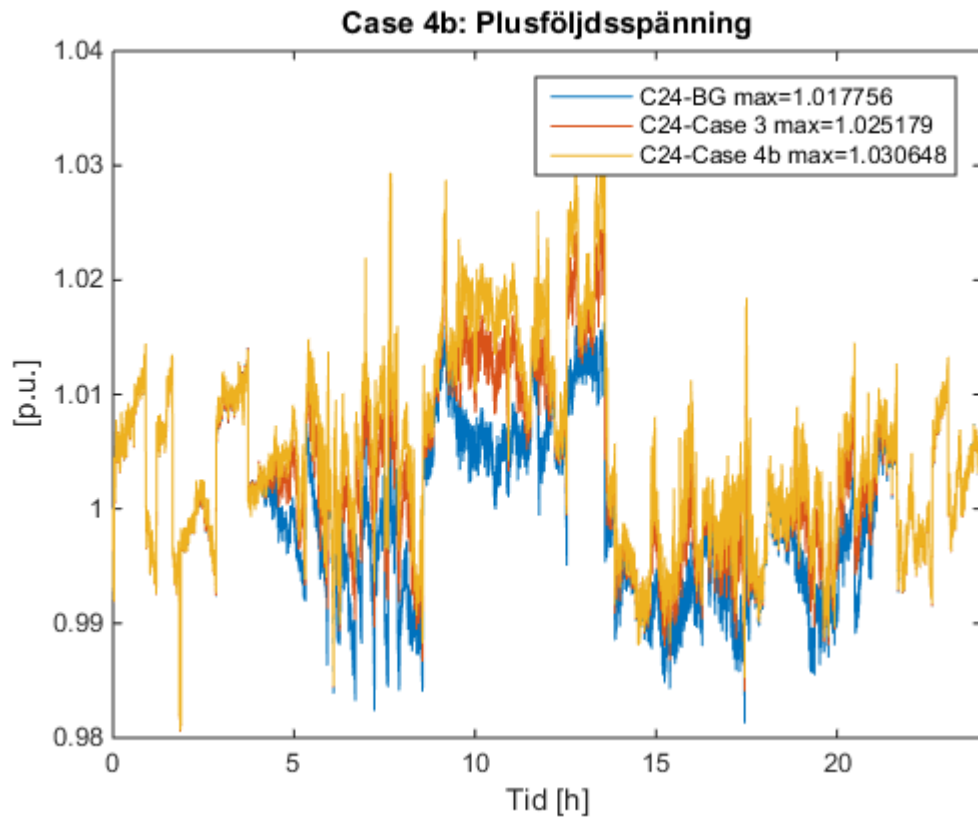


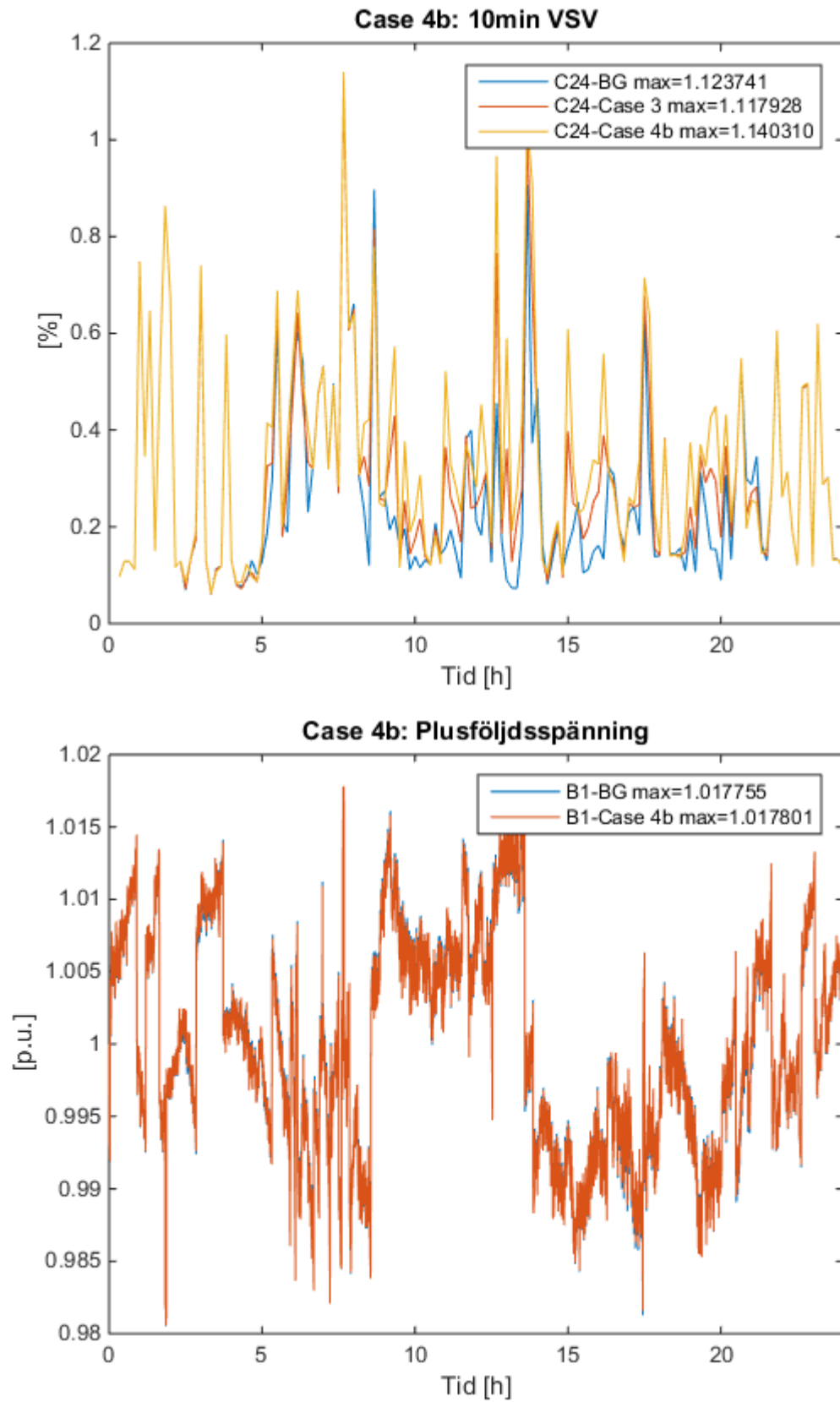


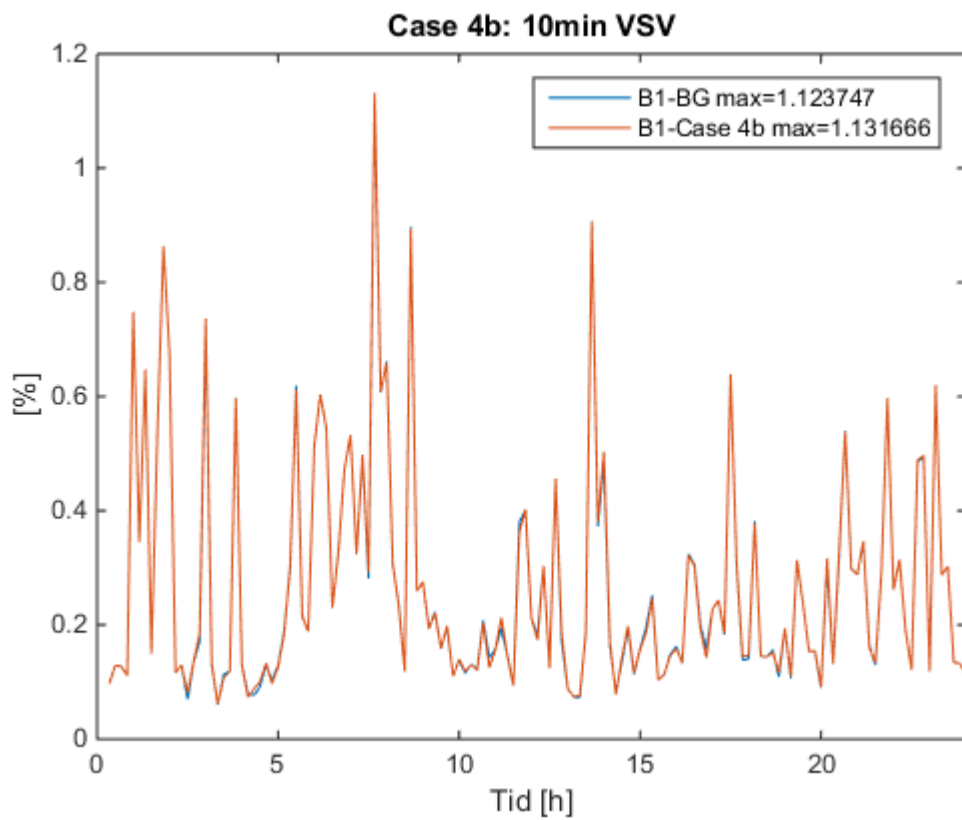
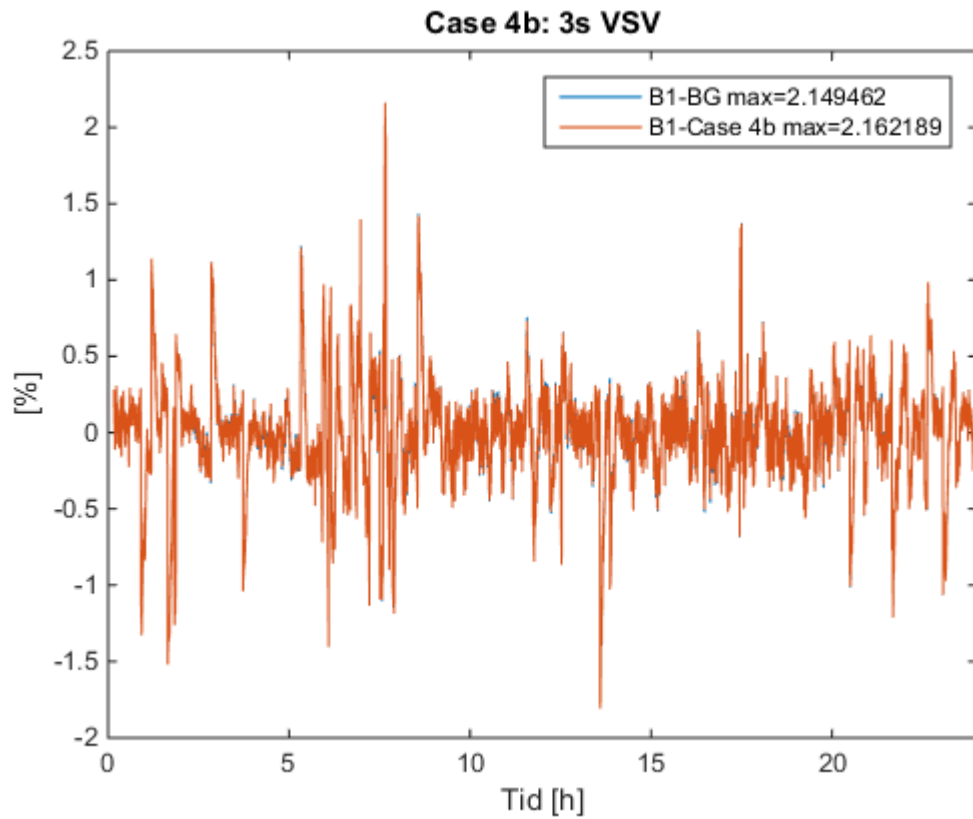












FORTSÄTTNINGSPROJEKT SPÄNNINGSVARIATIONER OCH INTERMITTENT PRODUKTION

Med en ökad mängd distribuerad generering kommer spänningsvariationerna i elnätet att förändras. Spänningsvariationer som ligger i tidskalan mellan en sekund och 10 minuter behandlas i dagsläget inte i några standarder.

Resultaten här indikerar inte några alarmerande nivåer för spänningsvariationer i tidsintervallet mellan 1 s och 10 minuter orsakade av solcellsanläggningar. Nivåerna ligger i paritet med de spänningsvariationer i samma tidsskala som observerats i olika nätpunkter idag.

Då spänningsvariationer i detta tidsintervall kan ligga några procent över det uppmätta 10 min RMS-värdet (för vilket det finns rekommenderade gränsvärden i standarder) samt att trenden pekar på en ökad mängd solcellsanläggningar i distributionsnäten, finns det ett värde i att bevaka detta tidsintervall för framtiden.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk