

Realtidsdata - Processer, format och vägledning för datautbyte av systemdriftinformation

I enlighet med artikel 40.6 och 40.7 i kommissionens
förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om
fastställande av riktlinjer för driften av
elöverföringssystem.

BESLUTAD

SAMRÅD

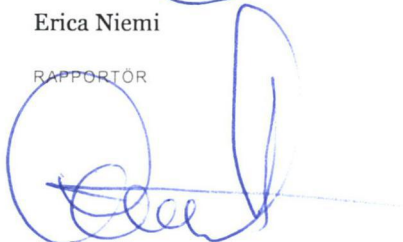


Erica Niemi

SKA, SDD, SDA, SBK, SKS, SDO
Godkännande har tagits in via mail

RAPPORTÖR

DATUM
2021-10-22



Anders Torp

Utgåvehistorik för dokumentet

Utgåva	Datum	Kommentar
--------	-------	-----------

1.0	2021-10-22	Första utgåva
-----	------------	---------------

Innehåll

1	Ordlista.....	5
2	Introduktion.....	9
2.1	<i>Bakgrund</i>	9
2.2	<i>Syfte</i>	9
2.2.1	<i>Avgränsningar</i>	9
2.2.2	<i>Versionshantering</i>	10
2.3	<i>Kraftsystemhubben</i>	10
2.3.1	<i>Kraftsystemhubben och realtidsdata</i>	10
2.4	<i>Observerbarhetsområdet</i>	10
3	Mätomfattning.....	12
3.1	<i>Innanför observerbarhetsområdet</i>	12
3.2	<i>Utanför observerbarhetsområdet</i>	12
3.3	<i>HVDC-förbindelser</i>	13
3.4	<i>Övriga relevanta mätningar</i>	13
4	Strukturdata.....	14
4.1	<i>Strukturdata för realtidsmätning</i>	14
4.2	<i>Ersättningsvärden</i>	15
4.3	<i>Riktning på mätvärden</i>	16
5	Ansvar och roller.....	18
5.1	<i>Ansvar för DSO</i>	18
5.1.1	<i>Gemensamma stationer</i>	18
5.2	<i>Ansvar för ägare av SGU</i>	19
5.3	<i>Ombudstjänst</i>	19

5.4	<i>Kostnadstäckning</i>	20
5.4.1	<i>Komplicerade och kostsamma fall</i>	20
6	<i>Kommunikation</i>	21
6.1	<i>Protokoll ICCP/Elcom</i>	22
6.1.1	<i>Kommunikationskanal vid kommunikation med ICCP/Elcom</i>	22
6.1.2	<i>Konvertering av protokoll</i>	23
6.2	<i>Annat kommunikationsprotokoll</i>	23
6.3	<i>IT-säkerhet vid externa förbindelser</i>	23
6.4	<i>Tillgänglighet</i>	24
6.5	<i>Redundans</i>	24
6.6	<i>Validering</i>	25
6.6.1	<i>Statuskoder - kvalitetsflaggor</i>	25
6.6.2	<i>Valideringsmetoder</i>	25
7	<i>Mättekniska krav</i>	26
7.1	<i>Mätnoggrannhet</i>	27
7.2	<i>Mätområden</i>	27
7.2.1	<i>Spänningsmätning</i>	27
7.2.2	<i>Frekvensmätning</i>	28
7.3	<i>Tidsstämpling</i>	28
7.4	<i>Tidsnoggrannhet</i>	28
7.5	<i>Tidsfördröjning</i>	29
7.6	<i>Uppföljning och efterlevnad</i>	30
7.7	<i>Lättnad från krav</i>	30
8	<i>Införandeplan</i>	31
8.1	<i>Etableringsprocess</i>	31
8.2	<i>Aktiviteter för DSO</i>	34

8.3	<i>Aktiviteter för ägare av SGU</i>	34
	Bilaga 1 – Mätpunkter för realtidsdata.....	37
	Bilaga 2 – Mätområden	42

1 Ordlista

CIM	IEC CIM, Common Information Model är en internationell standardiserad informationsmodell för elkraftsystem.
DSO	Distribution System Operator, systemansvarig för distributionssystem. I Sverige regionnätägare och lokalnätägare. Ägare till s.k. icke koncessionspliktiga nät (industrinät) räknas i vissa sammanhang som DSO och har då samma skyldigheter som region- och lokalnätägare. En DSO kan äga både lokal- och regionnät.
ELCOM	ELCOM 90 är ett protokoll för utbyte av realtidsdata mellan SCADA-system. Protokollet är gammalt och ska fasas ut.
EIFS 2019:7	Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av krav på datautbyte mellan elnätsföretag och betydande nätanvändare.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operator for Electricity. ENTSO-E är ett samarbetsorgan för alla TSO:er inom EU.
HVDC-anläggning	Likströmslänk för högspänning. Anläggningen kan antingen utgöra en sammanlänkning mellan två länder eller internt inom ett land.
ICCP	Inter Control Center Protocol (ICCP/TASE.2) ett protokoll för utbyte av realtidsdata mellan SCADA-system.
KORRR	Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities, Viktiga organisatoriska krav, roller och ansvarsområden när det gäller datautbyte i enlighet med artikel 40.6 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485. Metod framtagen av alla berörda TSO:er och godkänd av alla berörda tillsynsmyndigheter, dvs. Energimarknadsinspektionen (Ei) för svensk del.

Kraftproduktionsmodul	<p>Definieras i RfG. En kraftproduktionsmodul är antingen en synkron kraftproduktionsmodul (synkrogenerator) eller en kraftparksmodul (t.ex. vindkraftverk, asynkrogenerator).</p> <p>Nedanstående tabell visar klassificering enligt RfG, och som relateras till i detta dokument.</p> <table border="1" data-bbox="635 629 1378 943"> <thead> <tr> <th>Tröskelvärden för</th> <th>Typ A</th> <th>Typ B</th> <th>Typ C</th> <th>Typ D</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Maxeffekt</td> <td>≥ 0,8 kW</td> <td>≥ 1,5 MW</td> <td>≥ 10 MW</td> <td>≥ 30 MW</td> </tr> <tr> <td></td> <td>och</td> <td>och</td> <td>och</td> <td>eller</td> </tr> <tr> <td>Anslutningsspänning</td> <td>< 110 kV</td> <td>< 110 kV</td> <td>< 110 kV</td> <td>≥ 110 kV</td> </tr> </tbody> </table>	Tröskelvärden för	Typ A	Typ B	Typ C	Typ D	Maxeffekt	≥ 0,8 kW	≥ 1,5 MW	≥ 10 MW	≥ 30 MW		och	och	och	eller	Anslutningsspänning	< 110 kV	< 110 kV	< 110 kV	≥ 110 kV
Tröskelvärden för	Typ A	Typ B	Typ C	Typ D																	
Maxeffekt	≥ 0,8 kW	≥ 1,5 MW	≥ 10 MW	≥ 30 MW																	
	och	och	och	eller																	
Anslutningsspänning	< 110 kV	< 110 kV	< 110 kV	≥ 110 kV																	
Kraftsystemhubben	<p>Kraftsystemhubben kommer vara det nav där aktörer levererar och hämtar data. Syftet med Kraftsystemhubben är att förenkla datautbytet mellan aktörer i kraftsystemet, för att på så sätt uppnå effektivare processer och arbetssätt.</p> <p>Via Kraftsystemhubben kommer aktörer kunna registrera och förvalta sina strukturdata för kraftsystemobjekt och realtidsmätning.</p>																				
Kraftsystemobjekt	<p>Kraftsystemobjekt är ett samlingsbegrepp för den utrustning som ingår i ett kraftsystem, dvs. transformator, generator, ledningssegment, reaktor, kondensator, brytare, fränskiljare, etc.</p>																				

Observerbarhetsområde	<p>En TSO:s eget överföringssystem och relevanta delar av anslutna DSO:ers distributionssystem samt angränsande TSO:ers överföringssystem. TSO:n ansvarar för övervakning och modellering i realtid för observerbarhetsområdet för att bibehålla driftsäkerheten i sitt kontrollområde, inklusive externa anslutningar.</p> <p>Kort beskrivet kan observerbarhetsområdet i Sverige sägas omfatta:</p> <ul style="list-style-type: none"> > 400 - 70 kV-näten i Sverige. > För spänning < 70 kV, kraftsystemobjekt mellan en kraftproduktionsmodul av typ D och upptransformering mot 130 – 70 kV. <p>Se <i>SVK 2020/672</i> och tillhörande förklarande dokument för en fullständig definition.</p> <p>Omfattningen kommer att revideras minst vart tredje år. Det innebär att ytterligare anläggningsdelar med lägre spänningsnivåer kan komma att inkluderas i observerbarhetsområdet.</p>
SGU	<p>Significant Grid User, betydande nätanvändare. I kommissionsförordningen SO avses med betydande nätanvändare följande anläggningar,</p> <ul style="list-style-type: none"> > Kraftproduktionsmoduler med en kapacitet $\geq 1,5$ MW (Typ B, Typ C och Typ D). > Vissa ägare av anläggningar som tillhandahåller aktiva stödtjänster såsom FCR, aFRR, mFRR och FFR. > Befintliga och nya förbrukningsanläggningar som är anslutna till observerbarhetsområdet. > Befintliga och nya slutna distributionssystem (icke koncessionspliktiga nät) som är anslutna till observerbarhetsområdet. <p>Befintliga och nya HVDC-anläggningar.</p>
SO	<p>System Operation Guidelines, Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.</p>

Tidsserieidentitet (mätvärdesidentitet)	Realtidsmätvärden är en form av tidsserier, dvs. periodiskt återkommande leveranser av data. En tidsserie är en serie med tidsstämplade värden. För identifikation av värdena i tidsserien används en Tidsserieidentitet. Den är uppbyggd av en eller flera Identifierare, dvs. identifierande objekt, t.ex. en generatormät punkt, en transformatorbrytare eller ett elområde.
Tidsserieprodukt	Tidsserieprodukten är typen av en Tidsserieidentitet, dvs vilken typ av värden som avses. Vilken typ av Identifierare som ska gälla för Tidsserieidentiteten utgör också en del av tidsserieproduktsdefinitionen.
TSO	Transmission System Operator, systemansvarig för överföringssystemet. I Sverige är detta Svenska kraftnät.
Överföringssystem	Det transmissionsnät som TSO förvaltar och driver.

2 Introduktion

2.1 Bakgrund

Svenska kraftnät har tidigare publicerat dokumentet *Svk 2020/2824-5 Införande av krav, processer och vägledning för datautbyte av systemdriftinformation*. Dokumentet ger en övergripande introduktion till datautbytet och beskriver vilken nytta ett utökat datautbyte kommer att ge för driften av det svenska kraftsystemet. Utöver det övergripande dokumentet kommer åtta stycken delrapporter publiceras. Delrapporterna fokuserar på ett visst område och beskriver specifika processer och format som systemansvariga enats om för datautbytet inom respektive område. Delrapporterna innehåller också mallar och vägledande information till marknadens aktörer.

Under våren 2021 har Svenska kraftnät genomfört arbetsgruppsmöten tillsammans med deltagare från olika aktörer för att diskutera krav, ansvarsområden och processer rörande utbyte av realtidsdata. Denna rapport är resultatet av det arbetet.

2.2 Syfte

Detta dokument syftar till att vidareutveckla de krav, ansvarsområden och processer för realtidsdata som beskrivits i den tidigare rapporten (Svk 2020/672). Svenska kraftnät vill också klargöra vissa ottyligheter.

Denna rapport kommer fortsätta att utvecklas efter publicering, allt eftersom införandet av datautbytet fortskrider. Detta då alla detaljer i införandet inte kommer vara färdigutredda när den första publiceringen. Nya versioner kommer att publiceras löpande när införandet blir mer detaljerat. Förvaltningen av rapporten kommer kontinuerligt att underhålla och förbättra innehållet samt processerna för datautbytet.

2.2.1 Avgränsningar

Utöver de krav på realtidsdatautbyte som ställs i denna rapport kan andra krav komma att ställas på anläggningar som levererar stödtjänster som mFRR, aFRR eller FCR. Ytterligare detaljer gällande krav på realtidsdatautbyte för stödtjänster håller på att arbetas fram och kommer vara del av en separat rapport. Anläggning omfattas av krav på datautbyte för AFK enligt *SvKFS 2021:1* kan även omfattas av specifika krav på realtidsmätning som inte tas upp i denna rapport.

2.2.2 Versionshantering

Innehållet är i vissa fall beroende av andra pågående projekt och förändringar där detaljer inte är helt beslutade. Det kommer framöver att finnas ett behov av att ge ut nya versioner för att komplettera de avsnitt där krav eller förutsättningar inte är helt beslutade. Kommande versioner kan också innehålla förtydliganden för att ge ett ännu bättre stöd i tolkningen av kraven. Förslag till kommande versioner kan skickas till datautbyte@svk.se.

2.3 Kraftsystemhubben

Svenska kraftnät utvecklar funktionen Kraftsystemhubben som utgångspunkt för datautbytet. Som en del av Kraftsystemhubben utvecklas en plattform där den kraftsysteminformation som avser datautbytet ska registreras och förvaltas.

2.3.1 Kraftsystemhubben och realtidsdata

Via Kraftsystemhubben kommer aktörer kunna förvalta sina strukturdata i förhållande till mätomfattningen enligt stycke 3. Utifrån de kraftsystemobjekt i kraftsystemsmodellen som en aktör äger och ansvarar för kommer en lista på relaterade mätpunkter och tillhörande tidsserieidentiteter (mätvärdesidentiteter) att genereras. Listan skapas utifrån de krav på realtidsdata som ställs i SO. Aktörer ska tillhandahålla dessa tidsserieidentiteters realtidsdataparametrar för att möjliggöra realtidsdatautbytet.

2.4 Observerbarhetsområdet

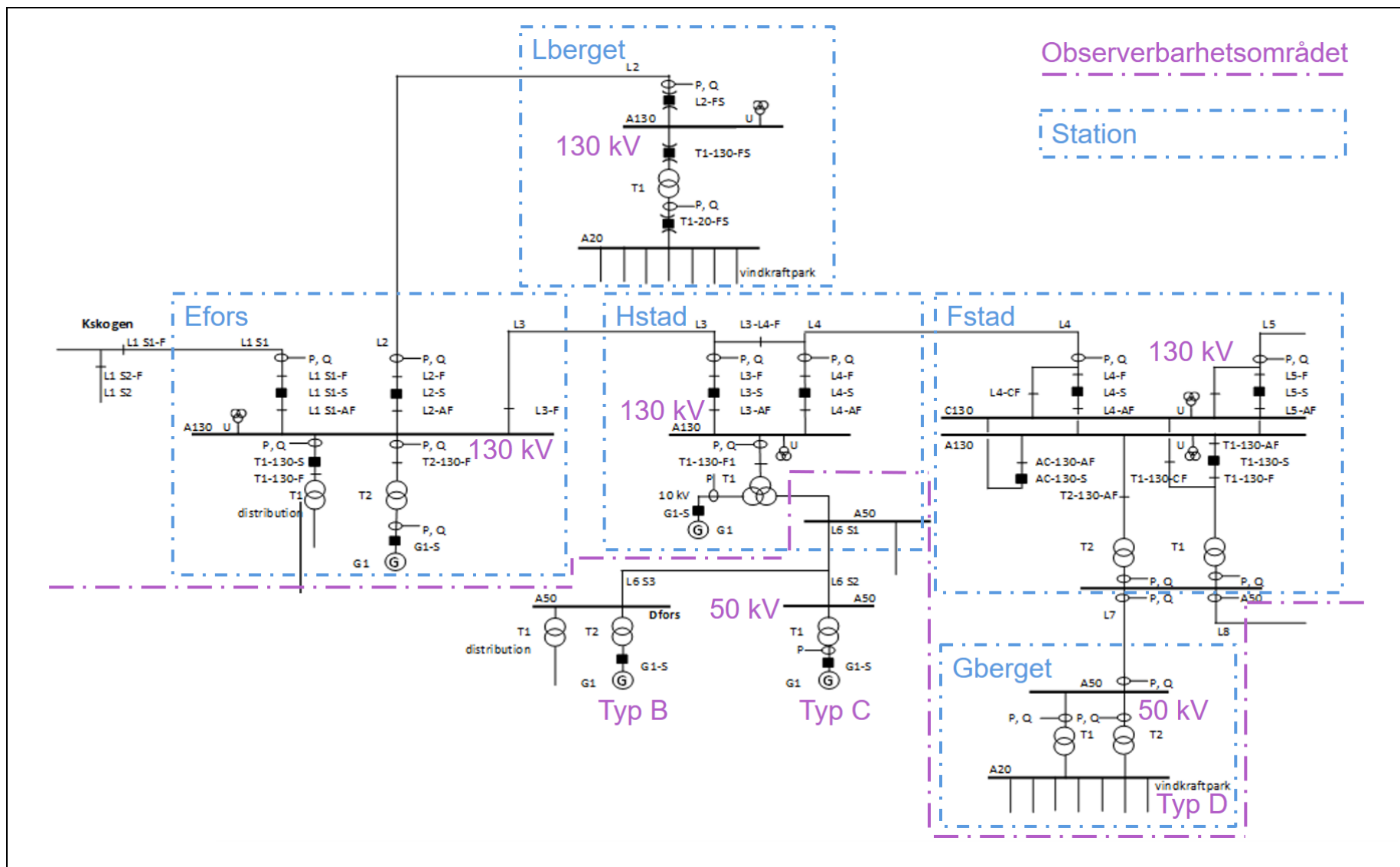
Beslutad omfattning av observerbarhetsområdet är kortfattat:

- > Alla kraftsystemobjekt som är anslutna till spänningsnivåerna 400 – 70 kV.
- > För spänning < 70 kV så är kraftsystemobjekt mellan en kraftproduktionsmodul av typ D och upptransformering mot 130 – 70 kV inkluderade i observerbarhetsområdet.

Se exemplet i Figur 1.

Observerbarhetsområdets omfattning kommer att revideras minst vart tredje år. Det innebär att ytterligare anläggningsdelar med lägre spänningsnivåer kan komma att inkluderas i observerbarhetsområdet i framtiden.

Exempelvis betraktas energilager (t.ex. batterianläggningar) utanför observerbarhetsområdet som SGU:er endast om de levererar stödtjänster, och då istället omfattas av krav på realtidsdata för det. I framtiden, när energilager kan komma att bli vanligare, kan det generella realtidsdatautbytet även komma att omfatta den typen av anläggningar.



Figur 1 Observerbarhetsområdet

3 Mätomfattning

Detta dokument beskriver de generella krav på omfattning av realtidsmätning som SO, EIFS 2019:7 och KORRR ställer för att möjliggöra en säkrare systemdrift. I Bilaga 1 visas exempel på mätpunkter för analoga mätvärden för olika typer av stationsuppbyggnad enligt mätomfattningen som beskrivs i avsnitten 3.1 och 3.2.

3.1 Innanför observerbarhetsområdet

För kraftsystemobjekt som ingår i observerbarhetsområdet ska följande mätserier levereras (inkl. tidsstämpel och ev. statusflagga):

- > Ledningar
 - Aktiv och reaktiv effekt
 - Indikeringar för brytare och frånskiljare
- > Generatorer
 - Aktiv och reaktiv effekt
 - Indikeringar för brytare och frånskiljare
- > Förbrukningsenheter
 - Aktiv och reaktiv effekt
 - Indikeringar för brytare och frånskiljare
- > Transformatorer
 - Aktiv och reaktiv effekt, primärlindning
 - Aktiv och reaktiv effekt, sekundärlindning(ar)
 - Lindningskopplarläge
 - Status lindningskopplautomatik
 - Indikeringar för brytare och frånskiljare
- > Reaktiv kompensering (Kondensatorbatterier, reaktorer, etc.)
 - Reaktiv effekt
 - Indikeringar för brytare och frånskiljare
 - Indikering extremspänningsautomatik (i förekommande fall)
- > Samlingsskenor, direktanslutningspunkter
 - Spänning
 - Indikeringar för hopkopplingsbrytare och -frånskiljare
- > Ledningars sektioneringspunkter
 - Indikeringar frånskiljare

3.2 Utanför observerbarhetsområdet

Utanför observerbarhetsområdet ska följande mätserier levereras (inkl. tidsstämpel och ev. statusflagga):

- > Aktiv och reaktiv effekt eller, temporärt, ström och spänning per kraftproduktionsmodul eller per produktionsanläggning i anslutningspunkten.

- > Brytar- och frånskiljarlägen i anslutningspunkten.

Undantag: Initialt har Svenska kraftnät endast behov av den aktiva effekten. Om aktiv effekt inte finns tillgängligt är mätvärden för ström och spänning initialt tillräckligt.

Om brytar- och frånskiljarlägen inte finns tillgängligt är det godtagbart att avvakta med dessa status-indikeringar.

3.3 HVDC-förbindelser

Ägare av nya och befintliga HVDC-förbindelser klassas som en SGU och omfattas av krav på datautbyte enligt SO. Utöver Svenska kraftnät finns det endast ett fåtal ägare av HVDC-förbindelser i Sverige. Istället för att beskriva omfattningen av kraven i detta dokument kommer Svenska kraftnät att separat komma överens med de fåtal berörda företagen som äger en HVDC-förbindelse.

3.4 Övriga relevanta mätningar

Svenska kraftnät har även behov av vissa andra relevanta mätningar. Till exempel temperaturer, vindhastighet, larm, etc. som inte fyller systemkritiska funktioner. Om dessa mätvärden finns tillgängliga hos en mätvärdesleverantör kan Svenska kraftnät begära tillgång till dem. Strukturdata relaterade till dessa mätvärden ska då också registreras via Kraftsystemhubben av ansvarig aktör.

4 Strukturdata

Kraven på utbyte av realtidsdata innebär att aktörer både ska leverera såväl som kunna ta emot realtidsdata. För att göra det utbytet möjligt krävs strukturdata.

Realtidsdatautbytet är beroende av strukturdata i två meningar; Strukturdata för kraftsystemmodeller och för realtidsmätning. Strukturdata för kraftsystemmodeller avser kraftsystemets topologi och viss annan information relaterad till kraftsystemet. DSO:er och SGU:er ansvarar för att den kraftsysteminformation som motsvarar de egna kraftsystemobjekten registreras och förvaltas i Kraftsystemhubben. Kraftsystemmodellen kommer att utbytas via filer i CGMES-format (se rapporten, *2020/2824-9 Statisk kraftsystemmodell - Processer, format och vägledning för datautbyte av systemdriftinformation*).

4.1 Strukturdata för realtidsmätning

Realtidsmätvärden är en form av tidsserier, dvs. periodiskt återkommande leveranser av data. En tidsserie är en serie med tidsstämlade värden. De enskilda värdena kan t.ex. vara ett uppmätt värde, ett beräknat värde, ett planvärde eller en statusindikering.

För identifikation av värdena i tidsserien används en så kallad tidsserieidentitet. Den är uppbyggd av en eller flera identifierare, identifierande objekt, t.ex. en generatormätpunkt, en transformatorbrytare eller ett elområde.

Vilken typ av värde som avses bestäms av en så kallad tidsserieprodukt. Exempel på Tidsserieprodukter är ”Uppmätt aktiv generatoreffekt”, ”Transformatorbrytarstatus”, och ”Total produktion per elområde”. De identifierande objektstyperna utgör en del av tidsserieproduktsdefinitionen.

Vilken typ av tidsstämpling som är kopplat till värdet bestäms också av Tidsserieprodukten. Tidstämplingen för realtidsmätvärden är en diskret tidpunkt.

Tidsserieprodukten utgör således typen av en tidsserieidentitet.

Beroende på kommunikationssätt, använt protokoll eller format för tidsserierna levereras de med en mätvärdesidentitet, fastställd av mätvärdesleverantören, som ska kopplas till rätt tidsserieidentitet. Tidsserieidentiteterna förses också med ett mRID för att möjliggöra automatiserat utbyte i CIM-format. Tabell 1 innehåller exempel på tidsserieidentiteter.

Tabell 1 Exempel på Tidsserieidentiteter.

Tidsserieprodukt	Identifierare 1	Identifierare 2	mRID	Mätvärdesidentitet
Realtidsmätvärden, aktiv effekt, ledning	Mätpunkt ledning: Södrastation L1-130	-	5b37dc8e-3567-491a-b732-8df56794c9df	B23_L1_MW
Ledningsbrytare, status	Mätpunkt ledning: Södrastation L1-130	Kopplingsapparat: S	011c0da8-ff91-4d11-a54d-3c391bf59a73	B23_L1_S
Realtidsmätvärden, samlingsskena, spänning	Mätpunkt, samlingsskena: Södrastation A70-130	-	da8cba88-2dc5-4c0c-bble-ca14a7a50143	B23_A70_KV
Transformator, lindningskopplarläge	Mätpunkt, transformator: Södrastation T1-130	Kopplingsapparat: LK	3aa8a2a4-bb07-48a1-8c86-085aa2818722	B23_T1_LK
Produktionsplan, vattenkraft per elområde och företag	Elområde: SE2	Företag: Södra vattenkraft AB	e45e24b2-4778-4b76-b6c1-3c6609962a46	SVABSE2HYD

Ansvariga aktörer kompletterar tidsserieidentiteterna med nödvändig strukturdata för att göra utbytet möjligt. Följande strukturdata relaterad till realtidsmätning och kommunikation ska registreras för varje tidsserieidentitet:

- > mRID för mätserien, en unik gemensam identitetskod enligt CIM-standard
- > identifierare,
 - mätpunkt, entydiga benämning/anslutningspunktens litterering
 - litterering av kopplingsapparat, i förekommande fall
- > tidsserieprodukt, (aktiv effekt, reaktiv effekt, brytarläge, etc. fördefinierade av Svenska kraftnät)
- > mätvärdesleverantör
- > mätvärdesid för kommunikation
- > kommunikationssätt (ICCP, ELCOM, Trådlös)
- > planerad första leverans av mätvärden som ännu inte levereras
- > tidsstämplingstyp (i anläggningen, i SCADA, vid ankomst)
- > uppdateringsfrekvens
- > tillgänglighet (dygnet runt, 24/7 eller kontorstid, 8/5)

4.2 Ersättningsvärden

I fallen då efterfrågade realtidsmätvärden saknas kan ersättningsvärden levereras under en begränsad tid.

Ersättningsvärden kan vara av typen:

- > Manuellt inmatat värde - kan tillämpas för brytare och frånskiljare.
- > Ersättningsvärde - exempelvis mätning på nedsidan av en transformator. Vilket mätvärde (Tidsserieidentitet) som ersätter anges som strukturinformation för den saknade tidsserieidentiteten.

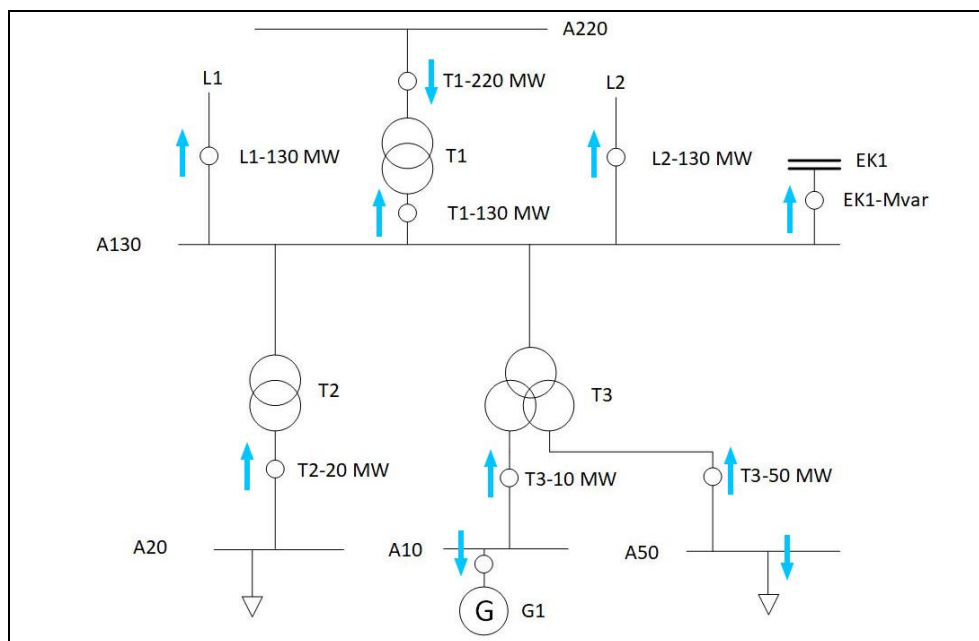
- > Beräknat värde - om det önskade mätvärdet kan beräknas med hjälp av andra mätvärden eller på något annat sätt. Vilka mätvärden som ingår i beräkningen anges som strukturinformation för den saknade tidsserieidentiteten.

Om ett värde är manuellt inlagt ska det levereras med statusflaggan ”Manuellt inmatat värde”. Om ett mätvärde som saknas kan ersättas av ett beräknat värde ska Aktörer utföra beräkningen och leverera det beräknade värdet med statusflaggan ”Beräknat värde”.

4.3 Riktning på mätvärden

Vid flödesmätning, avser referensindikeringen False (falsk) eller True (sann) om positiva mätvärden för ström, aktiv och reaktiv effekt överensstämmer med den definierade referensriktningen. Referensriktningen definieras som ett flöde in i det till mätvärdet relaterade kraftsystemobjektet sett från mätpunkten.

De blåa pilarna i nedanstående exempel motsvarar referensriktningarna.



Figur 2 Referensriktning för flödesmätning

Det är tillåtet att leverera mätvärden med valfritt tecken, men det måste framgå i den relaterade referensindikeringen om tecknet avviker från den ovanstående definierade teckenkonventionen.

Nedanstående tabell visar exempel på tillämpning av regelverket.

Mätpunkt	Referensindikering	Riktning
T3-50 P (MW)		
T3-50 P (MW)	True	Positiva värden går från A50, in i T3
T3-50 P (MW)	True	Negativa värden går från T3 till A50
T3-50 P (MW)	False	Positiva värden går från T3, till A50
T3-50 P (MW)	False	Negativa värden går från A50, in i T3
L1-130 P (MW)		
L1-130 P (MW)	True	Positiva värden går från A130 in i L1
L1-130 P (MW)	True	Negativa värden går från L1 till A130
L1-130 P (MW)	False	Positiva värden går från L1 till A130
L1-130 P (MW)	False	Negativa värden går från A130 in i L1

Tabell 2 Exempel på tillämpning av referensindikering för flödesriktning.

5 Ansvar och roller

Det är viktigt att alla aktörer förstår sitt grundläggande ansvar för realtidsdatautbytet. Under etableringen av realtidsdatautbytet kommer aktörernas olika ansvar medföra vissa aktiviteter som presenteras ytterligare i avsnitt 8 Införandeplan.

5.1 Ansvar för DSO

DSO ska leverera realtidsmätvärden till Svenska kraftnät som avser kraftsystemobjekten i observerbarhetsområdet. Dessutom ska DSO säkerställa att realtidsmätvärden levereras för produktionsanläggningar med kraftproduktionsmoduler som är betydande nätanvändare både innanför och utanför observerbarhetsområdet. DSO ska också säkerställa att realtidsmätvärden levereras för förbrukningsanläggningar direktanslutna inom observerbarhetsområdet.

Med att säkerställa avses att informera om kravet på realtidsmätning och kontroll av att det verkställs. Svenska kraftnät kommer att leverera ett dokument till alla DSO:er som beskriver de skyldigheter ägare av SGU har och möjliga lösningar för att leverera realtidsmätvärden. DSO kan även komplettera dokumenten med lokal information, DSO:s detaljerade möjligheter, kontaktuppgifter, etc. och sedan leverera till berörda producenter och förbrukare.

I SO, EIFS 2019:7 och KORRR kravställs datautbytet mellan TSO:er, DSO:er och SGU:er. Det omfattar även ett datautbyte mellan DSO och anslutna SGU:er. Det kravställda datautbytet mellan DSO och anslutna SGU:er är samma som ska vidarebefordras till TSO antingen av DSO eller av SGU. DSO har samma ansvar som TSO att säkerställa sitt systemansvar inom sitt distributionsområde och behöver alltså samma realtidsmätvärden.

Det är däremot ägarna av dessa produktions- och förbrukningsanläggningar som är ekonomiskt ansvariga för realtidsmätningen och leveransen av struktur- och realtidsdata till anslutande DSO och/eller Svenska kraftnät.

5.1.1 Gemensamma stationer

Det förekommer att fler än en DSO äger olika delar av en station. Det omfattar i huvudsak transformering, ställverk på högre och lägre spänningsnivå samt in- och utgående linjer. En aktör kan äga en eller flera av dessa delar.

Svenska kraftnät tilldelar inget specifikt ansvar när det kommer till gemensamt ägda stationer. Varje aktör ansvarar fortfarande för leveransen av realtidsmätvärden för de kraftsystemobjekt de äger. Oftast har däremot en av DSO:erna som äger delar av stationen bättre befintliga förutsättningar att leverera mätvärden. Svenska

kraftnät föreslår därför att den DSO som inte har goda förutsättningar att leverera mätvärden för sina kraftsystemobjekt i stationen påbörjar en dialog med annan ägare i stationen kring lösning som skulle kunna omfatta en ombudstjänst.

5.2 Ansvar för ägare av SGU

SGU kommer att bli kontaktad av anslutande DSO eftersom produktions- och förbrukningsanläggningarna definierade som SGU:er är skyldiga att leverera realtidsmätvärden.

SGU ska tillsammans med anslutande DSO ta fram efterfrågad strukturdata och komma överens om hur realtidsmätvärden ska levereras med högsta effektivitet och till lägsta totala kostnad för alla berörda parter¹. Detta behandlas ytterligare under avsnitt 8.1 Etableringsprocess.

5.3 Ombudstjänst

Vissa SGU:er eller underliggande DSO:er som omfattas av kraven kan sakna realistiska förutsättningar för att arrangera mätvärdesleverans direkt till Svenska kraftnät. Aktören kan då upphandla tjänsten.

Eftersom anslutande DSO ska säkerställa, dvs. informera och kontrollera, att SGU arbetar med att följa kraven på realtidsmätning kan SGU efterfråga om DSO erbjuder sig att tillhandahålla tjänsten. DSO, som mätvärdesleverantör, vidarebefordrar då realtidsmätvärdena till Svenska kraftnät från SGU:n eller underliggande DSO mot en skälig mätavgift.

Som potentiellt ombud kan DSO föreslå kommunikations- och mätarlösningar i linje med sina egna tekniska riktlinjer för att möjliggöra insamlingen. Det är upp till SGU eller underliggande DSO att avgöra om tjänstens kostnad är ett bättre alternativ än att själva leverera realtidsdata till Svenska kraftnät. Om DSO tillhandahåller tjänsten, och agerar rollen som mätvärdesleverantör, är det fortfarande ägaren av SGU:n som ansvarar för att de mätvärden som levereras till Svenska kraftnät möter de tekniska krav som ställs i denna rapport.

Om realtidsmätvärden från SGU:er levereras till Svenska kraftnät direkt kan DSO:er i sin tur begära att få dem levererade från Svenska kraftnät.

¹ KORRR artikel 1.5 c

5.4 Kostnadstäckning

Svenska kraftnät står för delar av kostnaderna för realtidskommunikationen, vilket omfattar hyra för fiberförbindelser, abonnemangskostnader för trådlös kommunikation, och viss utrustning i kommunikationsgränssnittpunkten. Svenska kraftnät står inte för kostnader för mätare, mätutrustning eller installation.

DSO:s kostnader, som direkt härrör från datautbyteskrav och skyldigheter fastställda i denna rapport kan täckas av nättariffer eller mätavgifter². Kostnader för datautbytet som är kopplade till DSO:s egna anläggningar ska bekostas av det egna kundkollektivet i nättarifferna. Samtliga löpande kostnader, investeringskostnader och intäkter relaterade till realtidsdatautbytet ska inkluderas DSO:s ansökan om intäktsram.

I det fall en DSO tillhandahåller en ombudstjänst, beskriven i avsnitt 5.3, kan DSO ta ut en skälig mätavgift från den enskilda kunden. Energimarknadsinspektionen kan begära in redovisning av dessa kostnader för att kunna göra en bedömning av skäligheten. Inom tre månader efter begäran ska DSO lämna in ett kostnadsunderlag³.

SGU:s kostnader är inte reglerade i SO eller på något annat sätt och ska täckas av anläggningsägaren.

5.4.1 Komplicerade och kostsamma fall

Den DSO eller ägare av SGU som äger kraftsystemobjekt som omfattar realtidsmätning ansvarar också att undersöka förslag till tekniska lösningar som möjliggör insamlingen till Svenska kraftnät. Om en aktör har svårt att upprätta en lösning som uppfyller kraven utan att ta på sig väldigt höga kostnader kan Svenska kraftnät i undantagsfall anpassa kraven för att nå en kostnadseffektiv lösning.

Svenska kraftnät kan rådfrågas via datautbyte@svk.se för att fastställa det optimala sättet att leverera realtidsmätvärden.

² SO artikel 9.1

³ SO artikel 9.2

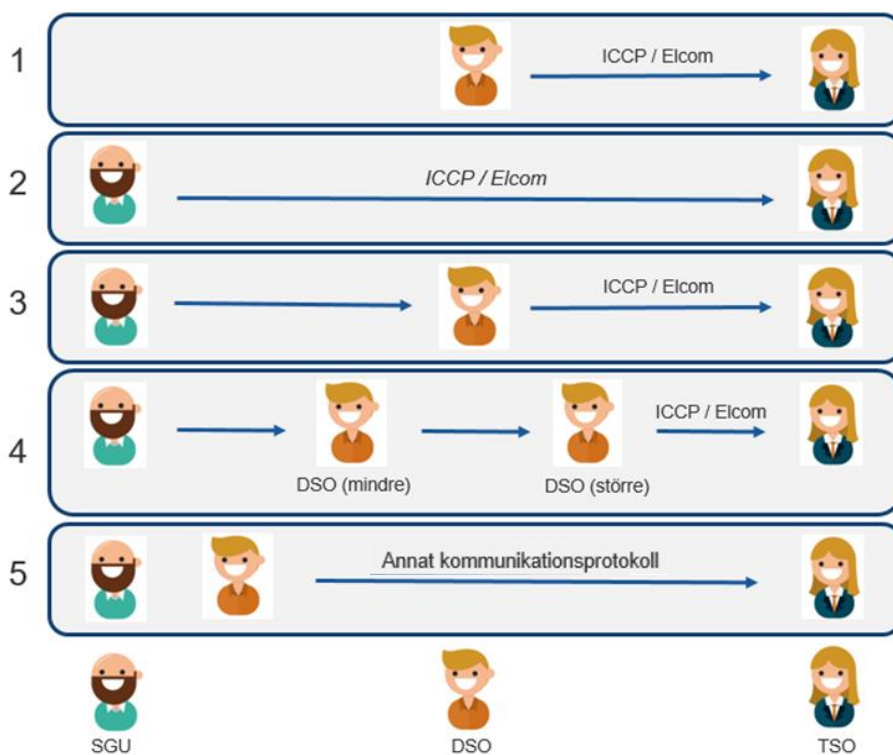
6 Kommunikation

Den övergripande principen för datautbytet är optimering mellan högsta totala effektivitet och lägsta totala kostnader för alla berörda parter vilket bland annat innebär att befintlig kommunikations- och mätutrustning ska användas där det är möjligt⁴.

Data ska bara behöva skickas till en motpart, motparten vidarebefordrar eller tillgängliggör data för behörig annan part. Hur leveranskedjan ser ut kan skilja mellan anläggningar beroende på förutsättningar.

Mätvärdesleverantören måste utbyta mätdata med något av Svenska kraftnäts godkända kommunikationssätt.

Fem huvudsakliga kommunikationssätt mellan berörda parter kommer att stödjas, se Figur 3 nedan.



Figur 3 Kommunikationssätt för realtidsdatautbyte.

⁴ KORRR artikel 1.5 c

1. Realtidsmätvärden från kraftsystemobjekt inom observerbarhetsområdet: Från DSO:s SCADA-system med ICCP/Elcom till TSO.
2. Realtidsmätvärden från produktionsanläggningar: Från producentens centrala SCADA-system med ICCP/Elcom till TSO.
3. Realtidsmätvärden från SGU:er inom observerbarhetsområdet: Från SGU via RTU och lokal kommunikationslösning till DSO:s SCADA-system. Vidare till TSO med ICCP/Elcom.
4. Realtidsmätvärden från SGU:er utanför observerbarhetsområdet: Från SGU via RTU och lokal kommunikationslösning till lokalnät-DSO:s SCADA-system. Vidare till regionnät-DSO:s SCADA-system, och sist vidare till TSO med ICCP/Elcom.
5. Realtidsmätvärden från SGU:er utanför observerbarhetsområdet: Från SGU via DSO:s RTU/debiteringsmätare med annat kommunikationsprotokoll, exempelvis trådlös kommunikationslösning till TSO.

Undantag: Mätdata kan eventuellt levereras med andra protokoll om inte någon annan realistisk möjlighet finns. Det avgörs från fall till fall av Svenska kraftnät och är avhängigt av de möjligheter som finns i Svenska kraftnäts insamlingssystem.

6.1 Protokoll ICCP/Elcom

När kommunikationen sker mellan mätvärdesleverantörens SCADA-system och Svenska kraftnäts SCADA-system ska protokollet ICCP/TASE.2 användas. ELCOM-90-protokollet är godkänt fram till 2023-10-01 då det är planerat att vara avvecklat som kommunikationsprotokoll på Svenska kraftnät.

Om inte ICCP är ett möjligt kommunikationssätt för aktören kommer en utredning ske för alternativa möjligheter.

6.1.1 Kommunikationskanal vid kommunikation med ICCP/Elcom

Anlättningsägaren/mätvärdesleverantören upplåter en av Svenska kraftnät godkänd intrångssäker plats för installation av Svenska kraftnäts routrar samt plats för kanalisering av utgående fiberförbindelse. Mätvärdesleverantören tillhandahåller kommunikationsförbindelse från sitt SCADA-system för anslutning i routrarna. Svenska kraftnät ansvarar för upphandling/hyra av externt fibernät för hopkoppling med noder i Svenska kraftnäts fibernät.

6.1.2 Konvertering av protokoll

I de fall där en aktörs SCADA-system inte nyttjar ICCP eller Elcom kan det vara aktuellt att konvertera mellan protokollen. Detta kräver investering i viss typ av utrustning till en kostnad som Svenska kraftnät inte står för. I slutändan är det upp till aktören att avgöra ifall kostnaden för konvertering föredras över andra alternativ.

6.2 Annat kommunikationsprotokoll

Lösningar med ICCP, fiberförbindelser och ev. protokollkonvertering kan vara komplicerade och kostsamma att implementera beroende på rådande förutsättningar.

Svenska kraftnät håller därför på att införa en ny kommunikationslösning som ska vara en praktisk och kostnadsmässigt fördelaktig leveransmöjlighet för mindre anläggningar utanför observerbarhetsområdet. I enskilda fall med komplicerade förutsättningar kan denna lösning vara aktuell utifrån Svenska kraftnäts bedömning.

Eftersom leveransen av realtidsmätvärden med denna kommunikationslösning sker direkt från anläggningen går det inte att kräva samma IT-säkerhetslösning som vid fiberförbindelse direkt till Svenska kraftnäts fibernät.

IT-säkerheten ska garanteras av kommunikationsleverantören samt vid Svenska kraftnäts mottagande av mätvärdena. Säkerhetslösningen ska garantera ett enkelriktat informationsutbyte från anläggningen till Svenska kraftnät. Därför kommer den nya kommunikationslösningen enbart kunna leverera realtidsdata men inte kunna ta emot från Svenska kraftnäts system.

Svenska kraftnät kommer att ansvara för viss egen utrustning och kommunikationskanal fram till kommunikationsgränssnittpunkten, inkl. kommunikationsabonnemang. Däremot står Svenska kraftnät inte för installationskostnaden.

6.3 IT-säkerhet vid externa förbindelser

De anslutna företagen måste garantera att Svenska kraftnäts krav på IT-säkerhet efterlevs. De ska utgöra ett skydd både för Svenska kraftnät och för det externa företaget. IT-säkerhetssystemen ska kontinuerligt uppdateras för att kunna möta oönskade attacker och intrång.

För datautbyte med parter utanför Svenska kraftnät kommer det att finnas två alternativ; för förbindelse med betrodda parter ("trusted parties") eller för osäkra förbindelser. Utgångspunkten är att betrakta allt datautbyte som att det sker över osäkra förbindelser, vilket kommer att ställa en rad specifika krav på hur

förbindelsen utformas. För att betraktas som en betrodd part ska ett antal kriterier vara uppfyllda, till exempel kommer det att ställas specifika krav på skalskydd och stark kryptering, men ger istället andra fördelar vad gäller robusthet, prestanda och tillgänglighet.

Regelverket för vilka tekniska krav som kommer att gälla både för osäkra förbindelser och för förbindelser till betrodda parter är under omarbetning (Svenska kraftnäts zonmodell). Samma sak gäller för vilka kriterier som ska gälla för att kvalificera sig som betrodd part.

6.4 Tillgänglighet

Realtidsmätvärdena ingår i en central funktion, tillståndsestimatorn, som tar fram basfallet för felfallsanalysen i kontrollrummet där det faktiska systemtillståndet testas mot möjliga felsituationer och hur de påverkar den operativa driften av elsystemet. Konsekvenserna om vissa mätvärdesleveranser uteblir kan bli allvarliga. Tillståndsestimatorn fungerar inte om den inte har tillräckligt med indata i realtid. Om inga tillståndsestimat genereras kan viktiga driftbegränsningar blir oupptäckta, med mycket allvarliga konsekvenser som följd. Alternativt så måste det införas stora säkerhetsmarginaler för handelskapaciteterna mellan elområdena, vilket kan påverka elpriset i respektive elområde.

Att enskilda mätvärden under begränsad tid uteblir påverkar oftast inte funktionen och de enskilda mätvärdena kan i vissa fall ersättas med typiska värden baserad på historik. Men att en hel mätvärdesleverans från en mätvärdesleverantör uteblir måste på alla sätt undvikas. Därför kommer Svenska kraftnät se till att redundanta och fysiskt åtskilda fiberförbindelser finns till de mätvärdesleverantörer som levererar kritiska mängder realtidsdata. Mätvärdesleverantören måste internt se till att redundans finns för utrustning och kommunikation fram till den med Svenska kraftnät överenskomna kommunikationspunkten. Dessa mätvärdesleverantörer måste garantera en dygnetruntberedskap (24/7) för felavhjälpning avseende realtidsdataleveransen med en av Svenska kraftnät godkänd inställetid.

För felavhjälpning av enskilda realtidsdata och för mätvärdesleverantörer med icke kritiska mindre mängder realtidsdata räcker det med beredskap under kontorstid (8:00 - 17:00).

6.5 Redundans

Svenska kraftnät ska där så är nödvändigt för driftsäkerheten tillse att det finns redundanta kommunikationskanaler. Det innebär att mätvärdesleverantören kan behöva göra kompletteringar i den lokala installationen.

6.6 Validering

De mätserier som levereras till Svenska kraftnät behöver valideras utifrån de tekniska kraven i avsnitt 7 Mättekniska krav. Felaktiga mätvärden kan identifieras av aktören eller av Svenska kraftnät.

6.6.1 Statuskoder - kvalitetsflaggor

I det fall aktören upptäcker brister ska man nyttja kvalitetsflaggor för att märka mätvärden på lämpligt sätt. Olika protokoll nyttjar olika flaggor men de sex standardiserade kvalitetsflaggor som är mest relevanta, och ska användas, är:

- > Gammalt värde.
- > Manuellt inmatat värde.
- > Orimligt värde.
- > Osäkert värde.
- > Beräknat värde.
- > Estimerat värde.

6.6.2 Valideringsmetoder

Svenska kraftnät upptäcker potentiellt felaktiga mätvärden via ett par olika metoder och/eller händelser.

Icke-konvergens - Tillståndsestimatorn klarar inte av att hitta en lösning p.g.a. att några mätvärden har slutat att fungera i ett känsligt område, oftast ett område med låg mätvärdesredundans. Det kan vara att mätvärdena är (tillfälligt) gammalmärkta eller att mätningen är trasig.

Gränsöverskridande (limit violation) - Tillståndsestimatorn kommer fram till en lösning men med, troligen lokalt, dålig kvalitet. Det kan vara en analog mätning som gått sönder, men där mätvärdena inte har gammalmärkts, som får lösningen att "driva iväg".

Det kan också vara en ledning som har en maxgräns på 500 A men får ett estimerat flöde på 610A, och blir därför synlig i larmlistor.

Ett annat exempel är att en statusindikering blir felaktig och/eller gammalmärkt, vilket får en ledning, transformator, generator eller last att bli felaktigt klassad som i eller ur drift i estimeringsprocessen. Ett sådant fel kan leda till icke-konvergens eller lokalt orealistiska resultat.

Proaktivt arbete - Det sker ibland proaktivt arbete med att identifiera större skillnader mellan uppmätta och estimerade värden. Det är proaktivt i betydelsen att det inte har initierats av någon händelse, utan en del av löpande underhåll.

Effektsumma - För egna anläggningar så beräknas kontinuerligt summan av in- och utgående effekter i en station, vilken då skall vara nära noll.

7 Mättekniska krav

Svenska Kraftnät ska ta fram ändamålsenliga, effektiva och proportionella processer för tillhandahållande och hantering av inbördes datautbyten (SO artikel 40.7). Framtagandet av dessa processer ska ske i samordning med de systemansvariga för distributionssystem och de betydande nätanvändarna för att fastställa tillämpligheten för och omfattningen av datautbytet (SO artikel 40.5).

Efter samordning med relevanta deltagare i arbetsgruppsmöten, se avsnitt 2.1, har följande mättekniska krav tagits fram. Kraven beskrivs dels med ett ska-värde och dels med ett bör-värde. För att driften av systemet nu och på sikt ska kunna hanteras på ett optimalt sätt är det viktigt att realtidsdata levereras utifrån fastställda parametrar. Bör-värdet ska därför ses som det optimala tillståndet som alla aktörer helst nu men åtminstone på sikt ska uppfylla. Eftersom processerna ska vara effektiva och proportionella finns ett ska-värde som är den nivå som inte får underskridas.

Utöver dessa generella krav finns även mättekniska krav kopplade till specifika stödtjänster som kan vara strängare. Exempelvis har FCR-resurser högre noggrannhetskrav än de som står angivna i detta dokument.

Anläggningars existerande mätomfattning och mätkvalitet kan förbli oförändrad tills att anläggningen byggs om men för alla anläggningar gäller att:

- > Anläggningar som saknar mätomfattning på minst temporär nivå enligt Bilaga 1 ska utrustas med det eller bättre senast **2028-01-01**.
- > För SGU:er som är kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska samtliga mättekniska krav uppfyllas med en mätomfattning på minst temporär nivå från och med **2028-01-01**.
- > För alla anläggningar ska samtliga mättekniska krav vara uppfyllda senast **2035-01-01**. Mätomfattning på temporär nivå godtas inte utan lättnad från kraven från och med samma datum.

Aktörer ska kunna redovisa en åtgärdsplan i förhållande till dessa datum. Kraven gäller sedan under hela anläggningens tekniska livslängd.

Undantag: Vid behov kan Svenska kraftnät begära att anläggningsägaren ersätter obefintlig eller befintlig mätutrustning tidigare än ovan nämnda datum till en nivå som erfordras med hänvisning till anläggningens signifikans för kraftsystemet.

7.1 Mätnoggrannhet

Mätnoggrannhet beskriver graden av överensstämmelse mellan ett mätresultat och det sanna värdet. Mätnoggrannheten för en given mätning anges som den totala onoggrannheten i procent vid referensvärdet där referensvärdet motsvarar mätobjektets nominella värde och onoggrannheten är den absoluta avvikelsen vid referensvärdet. Onoggrannheten är tillämplig i hela mätområdet.

Den totala onoggrannheten på mätningen täcker hela kedjan från mätning till leverans till Svenska kraftnäts driftcentral och omfattar därför mätfel och eventuellt dödband. För mätnoggrannhet gäller att:

- > Realtidsdatautbytet **bör** eftersträva en total onoggrannhet under 3 %.
- > Onoggrannheten **ska** däremot inte överskrida 5 %.

Exempelvis innebär det för en strömmätning med ett märkvärde på 1000 A och ett krav på total onoggrannhet på 5 % att en onoggrannhet på max 50 A tillåtas i hela mätområdet.

För frekvensmätningar gäller att onoggrannheten inte ska överskrida 20 mHz.

Om Svenska kraftnät misstänker att onoggrannheten överskrider har Svenska kraftnät rätt att begära utredning och åtgärd av mätningen. Svenska kraftnät har rätt att kräva att utredning och åtgärd genomförs inom skälig tid. Vid begäran om åtgärd ska aktören bekräfta begäran och påbörja planering av felavhjälpningsarbete inom 5 arbetsdagar om inget annat avtalats. Aktören ska inom 30 dagar producera ett åtgärdsdatum i mätningens strukturdata. Svenska kraftnät kan återkoppla ifall åtgärdsdatumet inte godtas baserat på mätningen brister i relation till dess signifikans.

I vissa fall kan Svenska kraftnät kräva bättre mätnoggrannhet än vad som krävs med hänvisning till anläggningens signifikans.

7.2 Mätområden

En sammanställning av minsta tillåtna mätområden finns i Bilaga 2.

7.2.1 Spänningsmätning

För spänningsmätningar räcker det att noggrannheten är uppfylld inom mätområdet 80-120% av märkvärdet. Utanför mätområdet 80-120% finns det inga specifika noggrannhetskrav.

7.2.2 Frekvensmätning

För frekvensmätningar räcker det att noggrannheten uppfylls inom mätområdet 49-51 Hz. Utanför mätområdet 49-51 Hz kan tillåten onoggrannhet ökas till 50 mHz för nya och ombyggda anläggningar och 100 mHz för befintliga anläggningar.

7.3 Tidsstämpling

Mätdata ska återspegla anläggningens faktiska momentana tillstånd. Tidsstämpling för statusindikeringar ska ske i mätutrustningen, vid tillståndsändringen. För analoga värden ska det göras så nära mätutrustningen som möjligt, det kan antingen göras i RTU-utrustningen, SCADA-systemet eller motsvarande.

Undantag: Om lokal tidsstämpling inte är möjlig kan mätvärdena tidsstämplas vid ankomst i Svenska kraftnäts mottagande insamlingssystem.

Var tidsstämplingen sker ska anges som strukturdata. Tidsfördröjningen från att en händelse inträffat till att mätvärdet når Svenska kraftnäts insamlingssystem ska inte överstiga 10 sekunder.

7.4 Tidsnoggrannhet

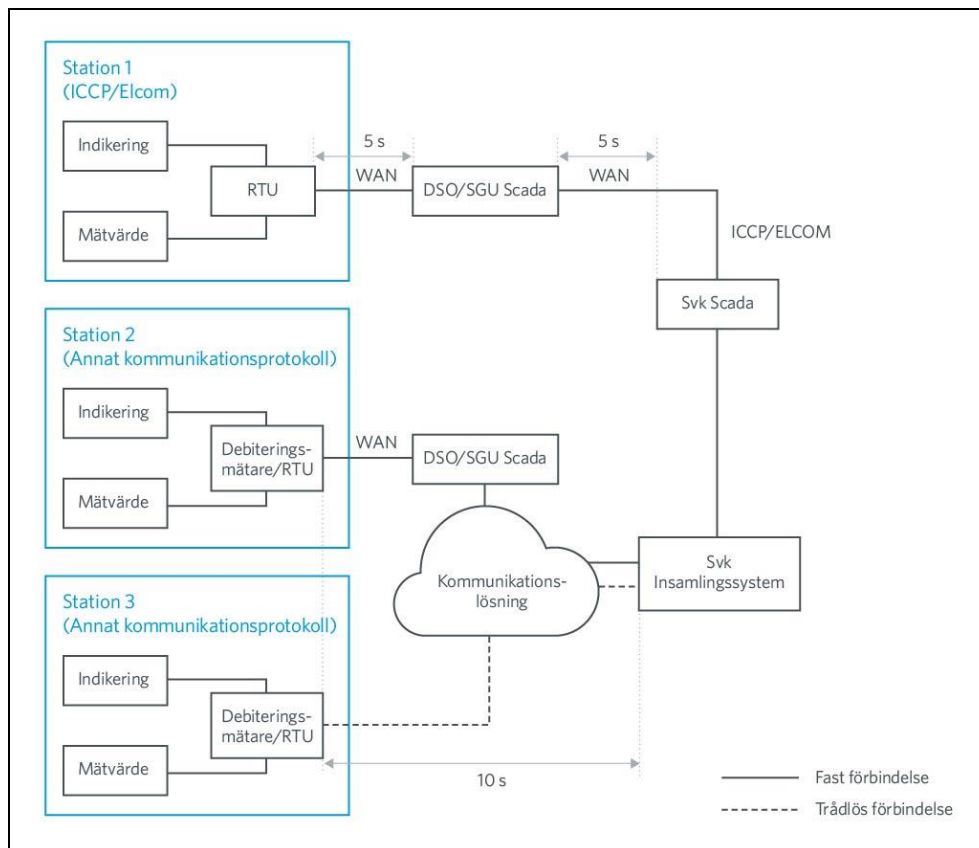
Händelser och analoga mätvärden ska vara tidsmärkta med en noggrannhet på minst ± 10 ms. i förhållande till NTP⁵. Tidsangivelserna ska för nya anläggningar vara synkroniserade med en referensklocka via ett säkert och tillförlitligt medium.

Undantag: För andra objekt än brytare och skyddsreläer kan en tidsnoggrannhet på mer än ± 10 millisekunder accepteras.

⁵ Network Time Protocol är ett protokoll för att synkronisera tiden i nätverk med varierande svarstider.

7.5 Tidsfördröjning

Den totala tidsfördröjningen ska högst vara 10 sekunder från anläggning till Svenska kraftnät. Se Figur 4 för en illustration av kravet. Tiden ska gälla för 95 % av fallen, för återstående 5 % får tiden förlängas med högst 50 %.



Figur 4 Tidsfördröjning.

7.6 Uppföljning och efterlevnad

Den DSO eller ägare av SGU som omfattas realtidsdatautbytet är ansvarig för att leverera data som lever upp till de tekniska kraven. När bristande mätning identifierats ska den ansvarige kunna presentera ett åtgärdsdatum för Svenska kraftnät till när bristen ska åtgärdas.

Om en ansvarig inte uppfyller kraven och Svenska kraftnät skriftligen har påpekat detta utan att den ansvarige har vidtagit nödvändiga åtgärder, kommer en anmälan göras till Ei. Utöver Svenska kraftnät kan andra aktörer också göra en anmälan mot annan aktör, i det fall aktören anser att den andra aktören inte uppfyller kraven.

7.7 Lättnad från krav

Mätansvarigt företag kan hos Svenska kraftnät ansöka om lättnad från specifika krav, eller begäran om åtgärd, avseende realtidsmätning.

För lättnad gäller att:

- > Det måste föreligga särskilda omständigheter, av lokal karaktär i en enstaka mätpunkt.
- > Det måste föreligga betydande tekniska och/eller ekonomiska problem.
- > Brister i mätning får inte ge upphov till någon betydande försämring av den teknisk kvalitet lokalt eller sett i ett större perspektiv.
- > Brister i mätning får inte orsaka ökade belastningar för andra företag.

Om DSO eller SGU önskar att frångå kraven för en ny eller ombyggd anläggning måste en ansökan om lättnad göras skriftligen till Svenska kraftnät. En ansökan om lättnad måste även göras ifall man önskar att inte genomföra en begärd uppgradering av befintlig anläggning.

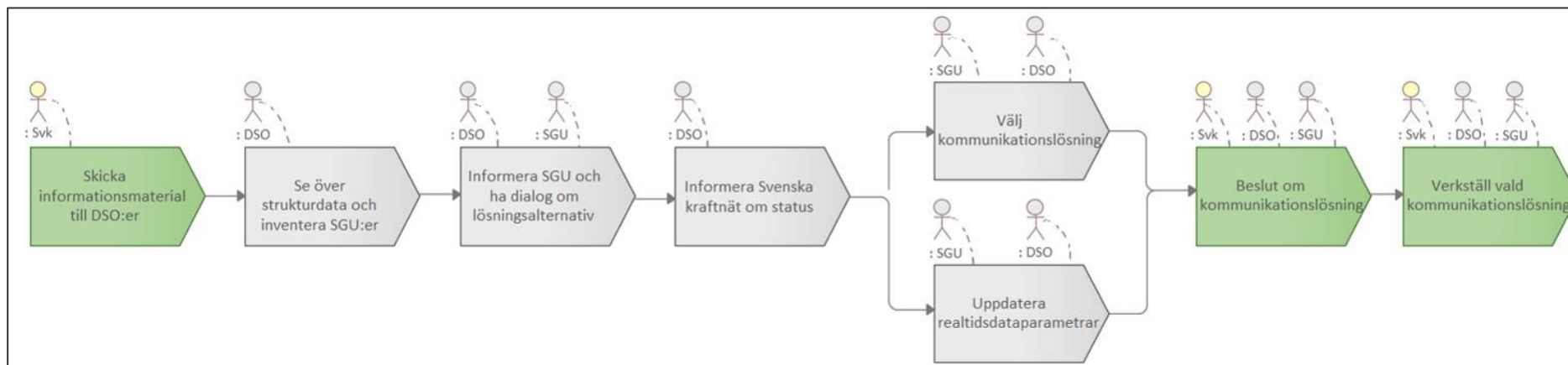
8 Införandeplan

För att nå målbilden med ett realtidsdatautbyte som uppfyller alla krav och ger ett värde i form av en säkrare systemdrift, behöver många aktiviteter ske både hos aktörer och Svenska kraftnät. När Kraftsystemhubben lanserats kommer förvaltning och validering av realtidsdatautbytet att vara möjligt. Till dess bör fokus ligga på förberedande och etablerande aktiviteter för att kunna genomföra så stor del av datautbytet som möjligt när Kraftsystemhubben kan användas.

Givet förutsättningarna för nya respektive befintliga anläggningar som beskrivs i avsnitt 7 Mättekniska krav kan aktörer därför redan nu planera framtida investeringar samt se över befintliga mätningar med detta i åtanke.

8.1 Etableringsprocess

Svenska kraftnät vill beskriva de huvudsakliga aktiviteterna för alla aktörer som förväntas genomföras efter publiceringen av denna rapport. Figur 5 illustrerar dessa aktiviteter i en etableringsprocess där Svenska kraftnät ansvarar för gröna aktiviteter medan DSO eller ägare av SGU ansvar för gråa.



Figur 5 Etableringsprocess för realtidsdatautbytet.

Skicka informationsmaterial till DSO:er

Etableringsprocessen startar när Svenska kraftnät distribuerar informationsmaterial till DSO:er. Informationsmaterialen kommer att utformas som vägledning till ägare av produktion och förbrukningsanläggningar och kommer att täcka alla datautbytets delar som är relevanta för respektive typ av SGU.

Se över strukturdata och inventera SGU:er

DSO är ansvarig för att se över strukturdata för sitt egna nät och varje SGU som är anslutet till det nätet. Med andra ord ska DSO kartlägga vilka ägare av SGU:er som behöver informeras om datautbytets krav.

Informera anläggningsägare och dialog om lösningsalternativ

DSO är ansvarig att informera anläggningsägare för varje SGU som är anslutet till det egna nätet om datautbytets krav. Det material som Svenska kraftnät har distribuerat är tänkt att användas för detta.

Anläggningsägaren har det huvudsakliga ansvaret att etableringsprocessen genomförs men aktörerna kommer tillsammans överens om vem som gör vad av de resterande aktiviteterna. Vet till exempel anläggningsägaren direkt att de önskar att DSO agerar ombud kan det vara lämpligt att DSO agerar huvudansvarig för resterande etablering.

Anläggningsägaren ger DSO egna kontaktuppgifter som ska distribueras till Svenska kraftnät.

Informera Svenska kraftnät om status

DSO är ansvarig för att rapportera följande uppgifter till Svenska kraftnät för varje ägare av SGU som är anslutet till det egna nätet:

- > Kontaktuppgifter till ansvarig chef/projektledare hos anläggningsägaren.
- > Yttrande ifall DSO ska agera ombud och ansvara för etablerandet eller inte.

Välj kommunikationslösning

Huvudansvarig är ansvarig för att ta fram ett genomtänkt förslag på kommunikationslösning utifrån förutsättningar för SGU:n. Huvudansvarig tar vid behov dialog med Svenska kraftnät angående möjliga kommunikationslösningar utifrån de förutsättningar som finns.

Se sida 21, Figur 3 Kommunikationssätt för realtidsdatautbyte.

Uppdatera realtidsdataparametrar

Huvudansvarig är ansvarig för att säkerställa att Svenska kraftnät har fått ta del av SGU:s realtidsdataparametrar.

Beslut om kommunikationslösning

Svenska kraftnät är ansvarig för att utifrån förslag på kommunikationslösning, fatta beslut om kommunikationslösning.

Verkställ vald kommunikationslösning

Svenska kraftnät är ansvarig för att verkställa beslutade kommunikationslösningar som omfattar kommunikation direkt till Svenska kraftnät. För kommunikation mellan DSO och SGU eller underliggande DSO ansvarar projektledare hos överenskommet huvudansvarig aktör för verkställandet.

8.2 Aktiviteter för DSO

Etableringsprocessen kan summeras i följande lämpliga aktiviteter som DSO kan påbörja redan nu:

- > Inventera SGU:er som finns i DSO:s nät.
- > Kontakta ägare av SGU:er och informera om krav samt begära in strukturdata. Utred förutsättningar för realtidmätning om det inte redan finns. Rådfråga Svenska kraftnät vid behov.
- > Se över och uppdatera interna processer för framtiden t.ex. rutiner och avtal vid anslutning av SGU, tekniska krav vid ny- och ombyggnation.
- > Om DSO äger nät inom observerbarhetsområdet, inventera av befintlig realtidmätning på eget nät. Saknas mätning? Uppfylls de tekniska kraven?

När Kraftsystemhubben lanserats kan DSO påbörja följande aktiviteter.

- > Granska strukturdata för realtidsdata som Svenska kraftnät redan har registrerat på eget nät samt anslutna SGU:er.
- > Uppdatera felaktig och saknad strukturdata.

8.3 Aktiviteter för ägare av SGU

Ägare av SGU kan påbörja följande aktiviteter:

- > Sammanställ strukturdata för realtidsdata som DSO eller Svenska kraftnät kommer att begära in.
- > Säkerställ att krav uppfylls vid ny- och ombyggnationer.

När Kraftsystemhubben lanserats kan ägare av SGU påbörja följande aktiviteter:

- > Granska och registrera strukturdata för realtidsdata i det fall man kommit överens med DSO att de inte ska göra detta.

Bilaga 1 – Mätpunkter för realtidsdata

Kravsällt – Den nivå på mätomfattning som i slutändan ska levereras.

Temporärt – Den nivå på mätomfattning som godtas under etableringsprocessen.

Observerbarhetsområdet – Anger ifall en anläggningsdel som enligt definitionen ingår i observerbarhetsområdet eller inte. Installerad effekt avser anläggningsdelar anslutna till produktion av viss storlek.

Modellerat – Avser kraftsystemsobjekten transformator, ledning och generator som under olika förutsättningar kan/ska modelleras. För att Svenska kraftnät ska kunna modellera ett objekt måste det finnas i kraftsystemmodellen med tillhörande elektriska parametrar enligt *2020/2824-9 Statisk kraftsystemmodell - Processer, format och vägledning för datautbyte av systemdriftinformation*.

Realtidsdata, i relation till observerbarhetsområdet

Nödvändiga analoga realtidsmätvärden

		Ingår i observerbarhetsområdet																									
		U ₁	U ₂	U ₃	P _{inst}	Modellerat	U _{upp}	U _{ned}	U _A	U _B	P _{upp}	Q _{upp}	P _{ned}	Q _{ned}	P _A	Q _A	P _B	Q _B	P _C	Q _C	LK	I _{upp}	I _{ned}	I _A	I _B	I _C	
	Kravställt	Ja	Ja			T	x	x			x	x	x	x								x					
	Temporärt	Ja	Ja			T	x	x			x	x	x	x													
	Temporärt	Ja	Ja			T	x	x					x	x								x					
	Temporärt	Ja	Ja			T	x				x	x	x	x								x					
	Temporärt	Ja	Ja			T		x			x	x	x	x								x					
	Kravställt	Ja	Nej				x				x	x															
	Temporärt	Ja	Nej			T	x	x						x	x							x					
	Temporärt	Ja	Nej				x																x				
	Temporärt	Ja	Nej			T		x																x			

		Ingår i observerbarhetsområdet																									
		U ₁	U ₂	U ₃	P _{inst}	Modellerat	U _{upp}	U _{ned}	U _A	U _B	P _{upp}	Q _{upp}	P _{ned}	Q _{ned}	P _A	Q _A	P _B	Q _B	P _C	Q _C	LK	I _{upp}	I _{ned}	I _A	I _B	I _C	
	Kravställt	Ja	Ja			L		x							x	x											
	Temporärt	Ja	Ja			L		x									x	x									
	Temporärt	Ja	Ja			L		x					x	x					x	x							
	Temporärt	Ja	Ja			L		x																	x		
	Temporärt	Ja	Ja			L		x																		x	
	Kravställt	Ja	Ja	Ja		T	x		x	x	x	x			x	x	x	x			x						
	Temporärt	Ja	Ja	Ja		T	x		x	x	x	x			x	x					x						
	Temporärt	Ja	Ja	Ja		T	x		x	x	x	x					x	x			x						
	Temporärt	Ja	Ja	Ja		T	x		x	x					x	x	x	x			x						
	Kravställt	Ja	Ja	Nej		T	x		x	x	x	x			x	x	x	x			x						
	Temporärt	Ja	Ja	Nej		T	x		x		x	x			x	x	x	x			x						
	Kravställt	Ja	Nej	Nej		T	x		x	x	x	x			x	x	x	x			x						
	Temporärt	Ja	Nej	Nej			x				x	x															
	Temporärt	Ja	Nej	Nej		T	x		x	x					x	x	x	x			x						
Temporärt	Ja	Nej	Nej			x		x	x												x			x	x		

		Ingår i observerbarhetsområdet																										
		U ₁	U ₂	U ₃	P _{inst}	Modellerat	U _{upp}	U _{ned}	U _A	U _B	P _{upp}	Q _{upp}	P _{ned}	Q _{ned}	P _A	Q _A	P _B	Q _B	P _C	Q _C	LK	I _{upp}	I _{ned}	I _A	I _B	I _C		
	Kravställt	Ja	Nej		≥10 MW	T, G	x	x			x	x	x	x							x							
	Temporärt	Ja	Nej		≥10 MW	T, G	x						x	x							x							
	Temporärt	Ja	Nej		≥10 MW	T, G		x					x	x								x						
	Temporärt	Ja	Nej		≥10 MW		x				x	x																
	Kravställt	Ja	Nej			T, G	x	x			x	x	x	x								x						
	Temporärt	Ja	Nej				x				x	x																
	Temporärt	Ja	Nej			T	x	x					x	x														
	Kravställt	Nej	Nej											x														
	Temporärt	Nej	Nej								x																	
	Temporärt	Nej	Nej					x															x					

		Ingår i observerbarhetsområdet																									
		U ₁	U ₂	U ₃	P _{inst}	Modellerat	U _{upp}	U _{ned}	U _A	U _B	P _{upp}	Q _{upp}	P _{ned}	Q _{ned}	P _A	Q _A	P _B	Q _B	P _C	Q _C	LK	I _{upp}	I _{ned}	I _A	I _B	I _C	
	Kravställt	Ja	Nej	Nej		T	x	x			x	x	x	x							x						
	Temporärt	Ja	Nej	Nej		T	x	x					x	x													
	Temporärt	Ja	Nej	Nej			x				x	x															
	Temporärt	Ja	Nej	Nej		T	x	x							x	x	x	x	x	x	x	x					
	Kravställt	Nej	Nej	Nej									x	x													
	Temporärt	Nej	Nej	Nej											x	x	x	x	x	x	x						
	Temporärt	Nej	Nej	Nej							x	x															
	Temporärt	Nej	Nej	Nej				x																	x	x	x
	Temporärt	Nej	Nej	Nej				x															x				

Bilaga 2 – Mätområden

Anläggningstyp	Mätning	Minsta mätområde (Kravställt mätområde)
Produktion (inom observerbar- hetsområdet)	P (MW)	Möjlig produktion
	Q (Mvar)	Möjlig produktion
	U (kV)	0-120 % (80-120 %)
Produktion (utanför observerbar- hetsområdet)	P (MW)	Möjlig produktion
	Q (Mvar)	Möjlig produktion
	U (kV)	0-120 % (80-120 %)
Luftledningar	P, Q, I (MW, Mvar, A)	Möjlig överföringsförmåga
	U (kV)	0-120 % (80-120 %)
Kablar	P, Q, I (MW, Mvar, A)	Möjlig överföringsförmåga
	U (kV)	0-120 % (80-120 %)
Transformatorer	P, Q, I (MW, Mvar, A)	Möjlig överföringsförmåga
	U (kV)	0-120 % (80-120 %)
	Lindnings- kopplingssteg	Möjliga steg
Samlingsskenor	U (kV)	0-120 % (80-120 %)
	f (Hz)	47-53 Hz (49-51 Hz)
Övriga anläggningar	Övriga mätningar	

Tabell 3 Mätområden för realtidsmätning.