

# **Nationell förebyggande åtgärdsplan för Sveriges naturgasförsörjning**

– enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU)  
nr 994/2010

Dnr 2014-6684

Version 3.0, 2014-12-17

## **Förord**

Energimyndigheten har i egenskap av behörig myndighet skyldighet enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 994/2010<sup>1</sup> ("försörjningsförordningen") att på nationell nivå upprätta en förebyggande åtgärdsplan, vars tredje utgåva utgörs av föreliggande dokument.

Vid upprättandet av den nationella förebyggande åtgärdsplanen har behörig myndighet följt försörjningsförordningens krav på samråd. Samråd har ägt rum med behörig myndighet i Danmark.

Eskilstuna i december 2014

Mikael Toll  
Enhetschef

Michael Pellijeff  
Projektledare

---

<sup>1</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 994/2010 av den 20 oktober 2010 om åtgärder för att trygga naturgasförsörjningen och om upphävande av rådets direktiv 2004/67/EG.

## Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Resultatet av riskbedömningen</b>	<b>7</b>
2.1	Riskidentifiering och konsekvenser.....	7
2.2	Scenario DK1, Bortfall av gastillförsel från Nordsjön.....	7
2.3	Scenario DK2, Bortfall av gaslager Stenlille.....	8
2.4	Scenario DK3, Bortfall av gaslager Lille Torup.....	8
2.5	Scenario DK4, Skada på ledningen Egtved–Torslunde–Dragör.....	8
2.6	Scenario SE1, Skada på infrastrukturen uppströms Malmö.....	9
2.7	Scenario SE2, Skada på markledningen – Ängelholmsområdet.....	12
2.8	Scenario SE3, Bortfall av gaslager Skallen.....	13
2.9	Scenario EU1, Brist i gastillförseln till norra kontinentaleuropa.....	14
2.10	Riskmatris.....	15
2.11	Reflektioner över resultatet av riskbedömningen.....	15
2.12	Samhällsekonomiska konsekvenser av störningar i gasleveranserna.....	16
2.13	Gasbehovet vid tillämpning av infrastruktur- respektive försörjningsnormen.....	16
<b>3</b>	<b>Åtgärder och volymer för att uppfylla normerna och hantera identifierade risker</b>	<b>18</b>
3.1	Utgångspunkter för att uppfylla infrastruktur- och försörjningsnormerna.....	18
3.2	Uppfylla infrastrukturnormen.....	19
3.3	Uppfylla försörjningsnormen.....	21
3.4	Åtgärder för att upprätthålla gasförsörjningen till samtliga kunder, artikel 5.1d.....	24
3.5	Sammanställning över åtgärder.....	25
<b>4</b>	<b>Skyldigheter för systembalansansvarig, naturgasföretag och förbrukare</b>	<b>29</b>
4.1	Systembalansansvarig.....	29
4.2	Gasleverantör och balansansvarig.....	29
4.3	Innehavare av lagringsanläggning.....	29
4.4	Innehavare av naturgasledning.....	29
4.5	Större förbrukare.....	30
	<b>Referenser</b>	<b>31</b>



# 1 Inledning

I syfte att trygga gasförsörjningen, genom en väl och kontinuerligt fungerande inre marknad, för naturgas antogs försörjningsförordningen den 20 oktober 2010. Enligt försörjningsförordningen ansvarar naturgasföretagen, medlemsstaterna (framför allt genom sina behöriga myndigheter) och kommissionen tillsammans för att trygga gasförsörjningen inom sina respektive verksamhets- och behörighetsområden. Vidare ska enligt försörjningsförordningen gasförsörjningen tryggas till s.k. skyddade kunder. Sverige har i enlighet med den valmöjlighet som försörjningsförordningen föreskriver valt att endast s.k. hushållskunder som är anslutna till distributionsnät för gas ska omfattas av definitionen av begreppet ”skyddade kunder”. Begreppet ”hushållskunder” används även i direktiv 2009/73/EG<sup>2</sup>. I naturgaslagen (2005:403) har begreppet ”hushållskund” ersatts med begreppet ”konsument”.

Den behöriga myndigheten ska enligt försörjningsförordningen efter samråd med behöriga myndigheter på lämplig regional nivå och med kommissionen uppdatera den förebyggande åtgärdsplanen som ska innehålla de åtgärder som måste vidtas för att undanröja eller minska de risker som identifierats i riskbedömningen<sup>3</sup> av den svenska naturgasförsörjningen. Energimyndigheten har samrått med behörig myndighet i Danmark. Förevarande dokument utgör den uppdaterade förebyggande åtgärdsplan som åsyftas ovan.

Som en följd av försörjningsförordningens ikraftträdande finns en lag om trygg naturgasförsörjning (SFS 2012:273) samt förordning om trygg naturgasförsörjning (SFS 2012:275) som bägge trädde i kraft den 1 juli 2012. Genom den nya lagen och förordningen bemyndigas Energimyndigheten (den behöriga myndigheten) att meddela föreskrifter om skyldighet för naturgasföretag och företag som förbrukar naturgas att upprätta och följa en förebyggande åtgärdsplan och en krisplan för företagets verksamhet, s.k. företagsplaner. Företagsplanerna ska bl.a. syfta till att precisera vilka åtgärder som respektive företag ska vidta vid olika krisnivåer samt underlätta för den behöriga myndigheten att samla in den information som ligger till grund för de nationella planerna.

De begrepp som används i den nationella förebyggande åtgärdsplanen följer som utgångspunkt försörjningsförordningens nomenklatur, som i sin tur hänvisar till definitionerna i direktiv 2009/73/EG samt förordning (EG) nr 715/2009<sup>4</sup>. I den

---

<sup>2</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG.

<sup>3</sup> Riskbedömningen redovisas i dokumentet ”Riskbedömning av Sveriges naturgasförsörjning – enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 994/2010”, dnr 2014-582.

<sup>4</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005.

mån för denna förebyggande åtgärdsplan relevanta begrepp saknas i ovan nämnda rättsakter har i möjligaste mån naturgaslagens begrepp använts.

Den nationella förebyggande åtgärdsplanen ska uppdateras vartannat år, om inte omständigheterna kräver att det sker oftare, och ska spegla den uppdaterade riskbedömningen.

Den förebyggande åtgärdsplanen gäller från och med den 1 januari 2015.

## 2 Resultatet av riskbedömningen

I detta avsnitt redovisas huvuddragen av den genomförda riskbedömningen [ref. 2]. Riskbedömningen baserades på antaganden om marknaden och naturgassystemets konfiguration år 2016.

### 2.1 Riskidentifiering och konsekvenser

Redovisningar och sammanvägda beräkningar av sannolikheter bygger på att händelserna är helt oberoende av varandra. Riskscenariona består till övervägande del av händelser som allvarligt påverkar gasförsörjningen till det västsvenska naturgassystemet, men ett par scenarion utgår från händelser i det västsvenska naturgassystemet.

De praktiska konsekvenserna av ett stopp i gastillförseln redovisas i följande avsnitt medan de samhällsekonomiska konsekvenserna redovisas i avsnitt 2.12.

### 2.2 Scenario DK1, Bortfall av gastillförsel från Nordsjön

Scenariot innebär ett bortfall av försörjning från Nordsjön. Detta inträffar en normal vinter. Temperaturen i Sverige är 0°C. Trycket i transmissionssystemet ligger på normal nivå (55 bar som genomsnitt för hela systemet).

#### 2.2.1 Sannolikhet och varaktighet

Beroende på händelse kan gastillförseln från Nordsjön vara utslagen i mer än 60 dygn. Sannolikheten för det är dock förhållandevis låg. Av följande tabell framgår en vägd risk baserat på s.k. kolväteolycka, utblåsning och stängning till följd av olycka på liknande anläggning. [ref. 8]

Tabell 1, Sannolikhet och varaktighet för leveransstörning enligt scenario DK1, Nordsjön.

Händelse	Sannolikhet, vägt värde	Varaktighet, vägt värde [dagar]	Största hot
<i>DK1-A Bortfall av Tyra-plattformen (skador med varaktighet på mer än 7 dygn)</i>	1 gång per 10 år	16	Skeppskollision Brand, explosion
<i>DK1-B Avbrott på sjöledning Tyra-Nybro-ledning</i>	1 gång per 10000 år (avbrott på båda ledningarna)	60	Ankringskada Sjunkande fartyg
<i>DK1-C Bortfall av Nybro gasbehandlingsanläggning</i>	1 gång per 400 år	26	Brand, explosion

### 2.2.2 Konsekvenser

Allvarliga händelser i den danska delen av det dansk-svenska naturgassystemet kan medföra kraftigt minskade naturgasleveranser till Sverige. Ett bortfall av den enskilt största danska gasinfrastrukturen leder i scenariot troligen till att Danmark tillkännager krisnivå Kris, vilket kan få stora konsekvenser för svenska gasanvändare. Beroende på situation kan exporten till Sverige i extremfallet begränsas till att endast omfatta behovet hos de svenska skyddade kunderna.

## 2.3 Scenario DK2, Bortfall av gaslager Stenlille

Scenariot innebär att gaslagret i Stenlille på grund av oplanerad händelse inte länge kan bidra till gasförsörjningen till det dansk-svenska gassystemet. Detta sker under normal vinter. Temperaturen i Sverige är 0°C. Trycket i transmissionssystemet ligger på normal nivå (55 bar som genomsnitt för hela systemet).

### 2.3.1 Sannolikhet och varaktighet

Beroende på händelse kan Stenlille i sämsta fall vara utslaget i mer än 60 dagar, men sannolikheten för det är väldigt låg. Av följande tabell framgår en vägd risk baserat på s.k. kolväteolycka, utblåsning och stängning till följd av olycka på liknande anläggning. [ref. 8]

Tabell 2, Sannolikhet och varaktighet för leveransstörning enligt scenario DK2, Stenlille

Händelse	Sannolikhet, vägt värde	Varaktighet, vägt värde [dagar]	Största hot
DK2, Bortfall av gaslager Stenlille	1 gång 200 år	18	Brand, explosion

### 2.3.2 Konsekvenser

Se beskrivningen i avsnitt 2.2.2.

## 2.4 Scenario DK3, Bortfall av gaslager Lille Torup

Se redovisning av scenario DK2 i avsnitt 2.3.

## 2.5 Scenario DK4, Skada på ledningen Egtved–Torslunde–Dragör

I Egtved på Jylland ansluter ledningarna från Nybro, Ellund och Lille Torup. I Torslunde (gaslager Stenlille ansluter strax uppströms Torslunde) finns ledningsförgrening till Dragör där Öresundsledningen ansluter. Detta innebär att dessa delar av det danska transmissionsnätet har avgörande betydelse för gasförsörjningen till Sverige.

Längs vägen mellan Egtved och Torslunde passerar ledningen Lilla Bält och Stora Bält och mellan Torslunde och Dragör passerar Kalvebod-sundet.

Scenariot innebär att ledningen drabbas av en allvarlig skada. Detta sker vid normal vinter. Temperaturen i Sverige är 0°C. Trycket i transmissionssystemet ligger på normal nivå (55 bar som genomsnitt för hela systemet).

### 2.5.1 Sannolikhet och varaktighet

Beroende på händelse kan tillförseln av gas till östra Danmark och därmed till Sverige i sämsta fall vara utslaget i mer än 60 dagar vid skador på ledningarna i Lilla eller Stora Bält, men sannolikheten för det är väldigt låg. Av följande tabell framgår en vägd risk baserat på olika hot och händelser. [ref. 8 och 9]

**Tabell 3, Sannolikhet och varaktighet för leveransstörning enligt för scenario DK4, Skada på ledningen Egtved–Torslunde–Dragör.**

Händelse	Sannolikhet, vägt värde	Varaktighet, vägt värde [dagar]	Största hot
<i>DK4 Skada på ledningen Egtved–Torslunde–Dragör</i>	1 gång per 26 år	5	Ankringsskada på sjöledning i Kalvebodsundet. Pågrävning markledning.

Sannolikheten för avbrott på ledningen i Kalvebodsundet är högre än på Tyra-Nybro-ledningen eller ledningarna i Lilla och Stora Bält. Reparationstiden för ledningen är dock kortare än för sjöledningarna i Nordsjön men i paritet med reparationstiden för Öresundsledningen, dvs. upp till 1–2 månader.

### 2.5.2 Konsekvenser

Se beskrivningen i avsnitt 2.6.2.

## 2.6 Scenario SE1, Skada på infrastrukturen uppströms Malmö

Det svenska naturgasnätet ansluter till det danska naturgasnätet i Dragör i den sydöstra delen av den danska ön Amager, Själland.

Scenariot är att det inträffar en allvarlig händelse i den svenska delen av ledningssystemet före första linjeventilstationen. Detta inträffar en genomsnittlig vinter. Temperaturen i Sverige är 0°C. Trycket i transmissionssystemet ligger vid nedre operativa gränsen (45 bar) när situationen uppmärksammas.

### 2.6.1 Sannolikhet och varaktighet

Skada till följd av otillåten ankring eller sjunkande fartyg är de risker som främst bidrar till sannolikheten för bortfall av sjöledning.

Största riskkällan för avbrott på markledning mellan Klagshamn och Oxie är pågrävning eller annat markarbete. I gynnsamma fall kan ett fullt brott åtgärdas på kortare tid än ett dygn, men troligen tar det betydligt längre tid än så.

Av följande tabell framgår en vägd risk baserat på olika händelser för Öresundsledningen och ledningen mellan Klagshamn och Oxie.

**Tabell 4, Sannolikhet och varaktighet för leveransavbrott enligt scenario SE1, Skada på infrastrukturen uppströms Malmö.**

Händelse	Sannolikhet, vägt värde	Varaktighet, vägt värde [dagar]	Största hot
<i>SE1-A Brott på sjöledning orsakad av fartygstrafiken</i>	1 gång per 24000 år	52	Ankringskada Sjunkande fartyg
<i>SE1-B Spricka eller hål på markledning Klagshamn–Oxie</i>	1 gång per 400 år	2	Pågrävning eller annat markarbete.

## 2.6.2 Konsekvenser

Scenariot innebär att gasförsörjningen från Danmark till den svenska marknaden helt upphör. En stor del av marknaden kommer att tappa sin gasförsörjning mycket snabbt. Behörig myndighet kommer i detta läge att tillkännage krisnivå Kris. Därefter beordrar systembalansansvarig fränkoppling av kunder utifrån den aktuella driftssituationen, de prioriteringar som anges i Nationell krisplan samt de tidskrav som anges i Nationell förebyggande åtgärdsplan. Detta innebär att samtliga kunder som förbrukar minst 3 GWh/år kan vara fränkopplade inom ett dygn. Om situationen så kräver kommer samtliga icke skyddade kunder att vara fränkopplade inom 10 dygn.

Under fränkopplingstiden försörjs de kvarvarande kunder av:

- den line pack som finns i systemet
- den biogas som matas in i lokal- och stamnät
- lagrad gas i Skallen

Samtliga skyddade kunder, som har lägst tryckbehov av kundkategorierna, kommer att kunna försörjas i åtminstone 30 dagar med scenariots förutsättningar.

*Lokal biogasproduktion kan i några nät räcka till fler än de skyddade kunderna*

I vissa distributionssystem räcker den lokalt producerade biogasen till att försörja något fler än de skyddade kunderna. Detta gäller för närvarande systemen i:

- Vrams-Gunnarstorp-Bjuv
- Laholm
- Falkenberg
- Helsingborg
- Göteborg (har marginellt överskott av biogasproduktion utöver de skyddade kundernas behov)

*Möjligheter till att byta till annat bränsle*

För fjärrvärmeproduktion kraftvärme- och värmeverk bedöms bortfallet av naturgasförsörjning till stor del behöva kompenseras med olja. I princip är detta

möjligt men de praktiska möjligheterna kan variera mellan olika anläggningar. Ett plötsligt behov av olja kan i sin tur leda till logistikproblem i oljeförsörjningen.

#### *Fjärrvärmeförsörjningen riskerar att drabbas*

Situationen kan bli särskilt besvärlig i de fjärrvärmesystem där stora naturgasanvändare inom industrin levererar spillvärme (restvärme) till systemet. I många fall är den naturgaseldande spillvärmens andel av värmeförsörjningen betydande. Till den positiva sidan hör att det finns stora gasanvändare inom industrin som kan byta till oljebaserat bränsle, ibland sker det helt automatiskt. Eventuella spillvärmeleveranser kan då fortsätta som tidigare.

Indikativt har följande fjärrvärmesystem ett medelstort till stort beroende av naturgas (uppräknat i fallande ordning avseende fjärrvärmenätets totala värmeleverans):

- Göteborg-Partille-Ale
- Malmö
- Helsingborg
- Eslöv-Lund-Lomma
- Landskrona
- Stenungsund
- Höganäs
- Bjuv-Billeholm
- Bara

I ovanstående lista beaktas såväl naturgasens betydelse som bränsle i kraftvärme- och värmeverk som bränsle eller insatsvara i industri. I listan finns de fjärrvärmesystem där minst 15 procent av värmeproduktionen på årsbasis kan kopplas till naturgasanvändning.

#### *Elförsörjningen kan påverkas*

Elproduktionen baserad på naturgas sker framförallt i gaskombianläggningarna i Malmö och Göteborg. Elproduktionen i gaskombianläggningen i Malmö är betydelsefull för effektbalansen i elområde Malmö. Inom gällande miljödom får Öresundsverket i Malmö använda lågsvavlig olja ”vid maximalt 250 ekvivalenta fullasttimmar under ett år”, men övriga villkor i miljödomen tillsammans med anläggningskonstruktionen kan för Öresundsverket och Rya-verket i praktiken begränsa möjligheten att använda olja till mindre än ett dygn i följd.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Dom i mål M 129-03. Växjö Tingsrätt, Miljödomstolen. 2006-03-01.

### *Kollektivtrafiken drabbas*

En del busstankningsstationer är kopplade till högre trycknivåer än 4 bar (upp till 55 bar) och riskerar därför att mycket snabbt falla bort när trycket sjunker i stamnätet.

Busstrafiken kommer att drabbas tämligen hårt i scenariot. Framst gäller det tätortstrafiken men situationen kommer även att få återverkan på landsbygdstrafiken i Skåne

## **2.7 Scenario SE2, Skada på markledningen – Ängelholmsområdet**

Scenariot är att stamledningen drabbas av en allvarlig skada strax söder om Ängelholm. Det råder normal vinter, dvs. temperaturen är 0°C. Trycket i transmissionssystemet ligger på normal nivå (55 bar som genomsnitt för hela systemet).<sup>6</sup>

### **2.7.1 Sannolikhet och varaktighet**

För markledningen i Sverige gäller att felfrekvensen till stor del är direkt beroende på avståndet från inmatningspunkten, dvs. Klagshamn. Den ackumulerade felfrekvensen för avbrott på minst 24 timmar uppgår i den nordligaste delen av systemet till cirka 1 gång på 70 år.

Den händelse typ som bidrar till den ökade felfrekvensen för avbrott på högst 24 timmar i norra delen av systemet var oavsiktlig stängning av fjärrmanövrerad linjeventil. En följd av den riskanalys som genomfördes 2009, se ref. 9, blev att åtgärder vidtogs för att minimera denna risk. Detta har skett genom att det numera är möjligt att öppna linjeventilerna från kontrollrummet.

De händelser som bidrar till den ökande felfrekvensen för minst 24 timmar avbrott norr om Råvekärr är kopplade till risken för markförskjutning (skred), blixtnedslag, konstruktionsfel (korrosion) och grävsador. Dessa risker, förutom markförskjutning, finns även längre söderut men kan norr om Råvekärr medföra längre avbrott. Detta beror på att gasledningen från Råvekärr och upp till ändpunkten delvis är förlagd på betydligt större djup än övriga delar av systemet. Eller med andra ord: för ett visst fel, t.ex. en spricka, tar det längre tid att reparera ledningen om felet inträffar norr om Råvekärr.

Den händelse som huvudsakligen bidrar till att felfrekvensen för avbrott längre än en månad ökar markant i norra delen av systemet är markförskjutning, dvs. skred.

Felfrekvensen för avbrott längre än en månad ökar markant i norra delen av systemet. Detta är kopplat till risken för markförskjutning (skred) norr om Göteborg, men där finns inga skyddade kunder. Felfrekvensen för avbrott på

---

<sup>6</sup> Platsen för skadan har endast valts för att kunna konkretisera resonemang kring konsekvenser.

högst 24 timmar uppgår i den nordligaste delen av systemet till cirka 1 gång på 10 år.

#### *Exempel avbrott i Ängelholmsområdet*

Den största riskkällan för avbrott på markledning mellan Ingelstorp (som är närmaste linjeventilstation uppströms) och Ängelholm är pågrävning eller annat markarbete. I gynnsamma fall kan ett fullt brott åtgärdas på kortare tid än ett dygn. Av följande tabell framgår en vägd risk baserat på olika händelser. [ref. 9]

**Tabell 5, Sannolikhet och varaktighet för leveransavbrott enligt scenario SE2, Ängelholm**

Händelse	Sannolikhet, vägt värde	Varaktighet, vägt värde [dagar]	Största hot
<i>Spricka eller hål på markledning Ingelstorp–Ängelholm</i>	1 gång per 400 år	2	Pågrävning eller annat markarbete.

### **2.7.2 Konsekvenser**

Konsekvenserna är i princip lika med redovisningen i avsnitt 2.6.2, med den skillnaden att det ”bara” är kunder nedströms (norr om) Ingelstorp som drabbas av försörjningsproblem. Uppströms Ingelstorp skulle gasförsörjningen fungera normalt, men isolerat från övriga delar av det västsvenska naturgassystemet. Uthållighetstiden<sup>7</sup> är i princip noll från Råvekärr, vilket innebär att kunder i Göteborg och norrut med ett behov av högt gastryck omedelbart tappar gasförsörjningen (lägre tryck i den delen av systemet, lite line pack).

Gaslager Skallen ligger norr om platsen för skadan och den lagrade gasen är därmed tillgänglig för det avskurna systemet.

Gashandlarna hamnar i obalans och får sälja gasen till andra än planerat.

## **2.8 Scenario SE3, Bortfall av gaslager Skallen**

Scenariot är att en olycka, skada eller annan händelse i lagret eller på ledningen mellan lagret och anslutningspunkten till transmissionsnätet leder till att gaslager Skallen inte kan användas. Detta inträffar vid exceptionellt stor efterfrågan på gas. Temperaturen i Sverige är -13°C. Trycket i transmissionssystemet ligger på normal nivå (55 bar som genomsnitt för hela systemet).

### **2.8.1 Sannolikhet och varaktighet**

Om det i gaslager Skallen under vintersäsongen bara skulle finnas den mängd gas som lagras av systembalansansvarig enligt kraven i Nationell förebyggande åtgärdsplan, dvs. ingen kommersiell aktör har lagrat gas, kommer trycket i lagret

---

<sup>7</sup> Uthållighetstid är hur länge ett avbrott i nätet kan pågå utan att kunderna drabbas av leveransavbrott. Uthållighetstiden varierar med totalt gasuttag och gastrycket vid tiden för stängning av linjeventilerna.

att vara cirka 50 bar. Detta är något över den nedre operativa gränsen i transmissionsnätet. Gas kommer att kunna matas ut även i detta läge. Utmatningen kan ta längre tid om kompressorläggningen inte fungerar eftersom recirkulationsvärmning inte kan användas.

Den största risken för funktionsstörning i gaslagret är troligen ett haveri i kompressorläggningen, som inte har någon redundans. Det har inte varit möjligt att på ett pålitligt sätt bedöma sannolikhet och varaktighet av en sådan händelse, men tillverkaren anger en tillgänglighet på 98 procent för oplanerade händelser.

Sannolikheten för långvarigt bortfall av gaslager Skallen är mycket låg. Händelser som kan leda till långvariga bortfall har mycket låg sannolikhet. Återställningstiden för utlöst säkerhetsventil, elavbrott m.m. kan medföra avbrott på cirka 1 dag.

Av följande tabell framgår en vägd risk baserat på ett antal händelsetyper.

**Tabell 6, Sannolikhet och varaktighet för leveransavbrott enligt scenario SE3, Bortfall av gaslager Skallen**

Händelse	Sannolikhet, vägt värde	Varaktighet, vägt värde [dagar]	Största hot
SE5, Bortfall av gaslager Skallen	1 gång per 2 år	2	Haveri i kompressor-anläggning, Scada- eller PLC-system.

### 2.8.2 Konsekvenser

Ett bortfall av gaslager Skallen har som enskild händelse en mycket begränsad effekt på försörjningen av kunderna i det västsvenska naturgassystemet. Lagret är främst ett instrument för att hantera kortvariga störningar och för aktörernas hantering av sitt balansansvar. Under vinterperioden (1 oktober–1 april) lagras gas för att säkerställa gasleveranser till de skyddade kunderna för att säkerställa uppfyllandet av försörjningsnormen, enligt årliga beräkningar av lagringsbehovet.

## 2.9 Scenario EU1, Brist i gastillförseln till norra kontinentaleuropa

Försörjningsförordningens solidaritetsmekanismer (artikel 11) kan komma att tillämpas vid omfattande störningar i leveranserna av gas till eller inom kontinentala Europa. Ett sådant scenario har ett synnerligen komplext och osäkert händelseförlopp och kräver därmed en mängd antaganden om utgångspunkter och förhandlingspositioner för att kunna analyseras och därmed ställas i relation till andra scenarion. Skulle solidaritetsmekanismen tillämpas skulle det kunna medföra att gastillförseln till den dansksvenska marknaden begränsas. Beroende på situation och antaganden kan det leda till att endast skyddade kunder i bland annat Sverige får tillgång till gas. Effekterna för den svenska marknaden skulle då bli desamma som i de redovisade scenariona avseende andra allvarliga störningar i gasförsörjningen till den dansksvenska marknaden.

## 2.10 Riskmatris

Av matrisen nedan visas en sammanställning av sannolikhet och varaktighet för de behandlade scenarierna.<sup>8</sup>

Värde	Frekvens	Sannolikhet						
5	> 1 gång per år	Mycket hög						
4	1 gång per 1–5 år	Hög						
3	1 gång per 5–25 år	Medelhög				DK1-A		
2	1 gång per 25–100 år	Låg		DK4				
1	< 1 gång per 100 år	Mycket låg	SE1-B SE2			DK1-C DK2 DK3	DK1-B SE1-A	

  

Konsekvens	Väsentlig	Betydande	Allvarlig	Kritisk	Katastrofal
Avbrottstid [dagar]	1–2	3–7	8–14	15–30	Mer än 30
Värde	1	2	3	4	5

## 2.11 Reflektioner över resultatet av riskbedömningen

Även om försörjningstryggheten historiskt sett varit hög och sannolikheten för långa avbrott i det västsvenska naturgassystemet är låg, kan gasförsörjningen sägas vara sårbar. Denna sårbarhet hänger samman med att systemet endast har en tillförselpunkt av betydelse, Öresundsförbindelsen. Detta tillsammans med det faktum att Sverige inte har någon egen produktion av naturgas gör det svenska naturgassystemet känsligt för yttre störningar. De biogasanläggningar som finns och som planeras i har ur försörjningstrygghetssynpunkt stor betydelse för att säkerställa levereransen av gas till skyddade kunder, men kan med nu kända förhållanden endast marginellt bidra till att försörja övriga kunder.

Skadorna av välplanerade och kraftfulla sabotage-/terrorhandlingar kan ta flera månader att reparera. Men det har inte varit möjlighet att bedöma sannolikheterna och varaktigheter för hot såsom sabotage, cyberattacker, terrorism, strejker, blockader m.m. eftersom sannolikheterna för sådana händelser inte går att basera på statistisk eller erfarenheter. Det är också mycket svårt att göra kvalitativa bedömningar för de hoten.

<sup>8</sup> Scenario SE3 redovisas inte i matrisen eftersom ett bortfall av gaslager Skallen, som enskild händelse, inte påverkar gasförsörjningen till kunderna. Inte heller redovisas scenario EU1 eftersom sannolikheten är mycket svår att bedöma.

## **2.12 Samhällsekonomiska konsekvenser av störningar i gasleveranserna**

I en underlagsrapport redovisas en samhällsekonomisk analys som gjorts för att bedöma vilka värden som går förlorade om gasleveranserna till Sverige skulle störas. Den samhällsekonomiska kostnaden är beräknad för en situation då naturgasanvändare inom olika näringsverksamhet inte har möjlighet att använda naturgas under en månad. [Ref. 13]

På samma sätt som riskbedömningen i övrigt avgränsas analysen till verksamheter som använder gas från det västsvenska naturgassystemet. Beräkningen av den samhällsekonomiska kostnaden baseras på förädlingsvärden för berörda företag. I analysen ingår även de fjärrvärmeföretag som använder sig av naturgas för fjärrvärme- och kraftvärmeproduktion. Den samhällsekonomiska förlusten skulle till stor del utgöras av värdet av den produktion som skulle utebli på grund av störningar eller stopp i den löpande driften bland företagen.

Den samhällsekonomiska förlusten för en månads avbrott i naturgasleveransen är beräknad att uppgå till 2,0 miljarder SEK. Detta motsvarar ca 0,7 procent av Sveriges totala BNP för en månad.

Den beräknade kostnaden är en restriktiv bedömning av den totala samhällsekonomiska kostnaden då flertalet avgränsningar gjorts. I beräkningen beaktas inte det ekonomiska värdet av följd effekter såsom förlorade marknadsandelar på grund av försenade leveranser eller förlorat värde för förstört kapital som råvaror eller maskiner. Förluster i andra led, det vill säga hos underleverantörer och kunder till de naturgasanvändande företagen, beaktas inte heller. Hänsyn tas inte heller till säsongvariationer. Kostnaderna kan förväntas vara högre under den kalla delen av året och lägre under den varma. Värdet för störningar som drabbar samhällsfunktioner såsom lokaltrafik genom att gasbussar inte skulle kunna användas har inte heller beaktats.

## **2.13 Gasbehovet vid tillämpning av infrastruktur- respektive försörjningsnormen**

### **2.13.1 Infrastrukturnormen, artikel 6.1**

Artikeln innebär att nödvändiga åtgärder ska vidtas så kapaciteten hos den återstående infrastrukturen, i händelse av ett avbrott i den största enskilda gasinfrastrukturen (Öresundsledningen), kan leverera den gas som krävs en dag med exceptionellt hög efterfrågan som uppstår med en statistisk sannolikhet en gång vart tjugonde år.

Den maximala svenska efterfrågan på gas en kall vinterdag (20-årsvinter) beräknas vara 94 GWh<sub>d</sub>/dygn (7,8 MNm<sup>3</sup>/dygn).

Infrastrukturnormen ska enligt artikel 6.1 uppfyllas senast den 3 december 2014. Sverige är inte bundet av denna, men ska eftersträva att fullgöra, normen och samtidigt trygga gasförsörjningen till skyddade kunder i enlighet med artikel 8.

### 2.13.2 Försörjningsnormen, artikel 8.1

Enligt artikel 8.1 ska den behöriga myndigheten kräva att naturgasföretag, som den identifierar, vidtar åtgärder för att säkerställa försörjning av gas till medlemsstatens *skyddade kunder*:<sup>9</sup>

- a) vid extrema temperaturer under en sju dagarsperiod som statistiskt sett inträffar en gång vart tjugonde år – energimässigt motsvarar detta 15 GWh<sub>0</sub> gas.
- b) under en period på 30 dagar med exceptionellt hög efterfrågan på gas som statistiskt sett inträffar en gång vart tjugonde år – energimässigt motsvarar detta 53 GWh<sub>0</sub> gas.
- c) under 30 dagar i händelse av ett avbrott hos den största enskilda gasförsörjningsinfrastrukturen (Öresundsledningen) under genomsnittliga vinterförhållanden – energimässigt motsvarar detta 39 GWh<sub>0</sub> gas.

---

<sup>9</sup> Skyddade kunder är för svensk del konsumenter som är anslutna till distributionssystem för gas, dvs. småhuskunder och spiskunder, sammanlagt cirka 33 000 kunder.

### **3 Åtgärder och volymer för att uppfylla normerna och hantera identifierade risker**

I det följande redoviseras strategi, åtgärder och volymer för att hantera de risker och scenarion som beskrivs i avsnitt 2. Prioriteringen avseende åtgärder är att i första hand eftersträva att fullgöra infrastrukturnormen (avsnitt 3.2) samt uppfylla försörjningsnormen (avsnitt 3.3) och i andra hand förbättra den generella situationen (avsnitt 3.4).

#### **3.1 Utgångspunkter för att uppfylla infrastruktur- och försörjningsnormerna**

##### **3.1.1 Angående sammanlänknings-, gränsöverskridande flöden m.m., artikel 5.1f**

Det svenska naturgassystemet är enbart anslutet till det danska naturgassystemet. Sammanlänkningen består av en förbindelse, Öresundsledningen, som därigenom är den största enskilda infrastrukturen. Det finns inte några beslut om etablering av alternativa tillförselvägar.

Gasflödet i Öresundsledningen är enkelriktat från Danmark till Sverige. I dag är det inte tekniskt möjligt att vända flödet så att gas strömmar från Sverige till Danmark. Sverige har inte någon naturgasproduktion eller något betydande gaslager och inte heller biogasproduktion av betydelse, även om biogasproduktionen enligt tagna beslut och planer successivt kommer att öka. Detta innebär att Sverige inte kan bidra till försörjningstryggheten i det danska eller europeiska gassystemet och det finns därmed inte något behov av omvänt flöde över förbindelsen till Danmark.

Det finns för närvarande inga överenskommelser om tillträde till lagringsanläggningar i Danmark för att i krissituationer kunna försörja svenska kunder. Det finns dock inget formellt hinder att träffa sådana överenskommelser. Men eventuella avtal om tillgång till lagerkapacitet i Danmark påverkar inte uppfyllandet av infrastrukturnormen respektive den del av försörjningsnormen som utgår från avbrott på Öresundsledningen (artikel 8.1c).

##### **3.1.2 Angående allmännyttiga tjänster i fråga om trygg gasförsörjning, artikel 5.1g**

Det finns ingen aktör på den svenska gasmarknaden som har skyldighet att tillhandahålla allmännyttiga tjänster med koppling till försörjningstrygghet för gas.

Vissa kraftvärmeverk och några stora industriella kunder har teknisk möjlighet att använda alternativt bränsle (oljebaserat). Det finns emellertid inte några krav på förbrukarna att lagra alternativt bränsle i proportion till sin gasanvändning. Det finns inget författningsmässigt stöd eller övergripande inriktning för att stödja användning av alternativt bränsle, då användning av dessa oljebaserade bränslen riskerar att komma i konflikt med varje anläggnings miljötillstånd.

### **3.1.3 Kapacitet och planer avseende gränspunkter, gaslager och LNG-tillförsel, artikel 5.2**

Överföringskapaciteten från Danmark till Sverige är 95 GWh<sub>u</sub>/dygn (8,6 MNm<sup>3</sup>/dygn).

Det finns för närvarande inga beslut om att utöka antalet gränspunkter till andra länders naturgassystem.

Sveriges enda naturgaslager (Gaslager Skallen) rymmer maximalt 10 MNm<sup>3</sup> eller ca 110 GWh<sub>u</sub> naturgas. Av denna mängd är ca 8,7 MNm<sup>3</sup> eller ca 96 GWh<sub>u</sub> tillgänglig för operativ lagerverksamhet. Maximal uttagskapacitet är 0,96 MNm<sup>3</sup>/dygn (440 MW<sub>u</sub>), vilken sjunker till 55 MW<sub>u</sub> vid låga tryckskillnader mellan lager och transmissionsnät. Det finns inga planer på att öka lagerkapaciteten eller öka uttagskapaciteten.

Det finns inga planer på att ansluta LNG-anläggningar till gassystemet.

## **3.2 Uppfylla infrastrukturnormen**

Infrastrukturnormen (avsnitt 2.13.1) ska vara uppfylld senast den 3 december 2014. Sverige är, genom undantag, emellertid inte bundet av att uppfylla infrastrukturnormen, men ska eftersträva att fullgöra skyldigheten.

### **3.2.1 Använda biogas**

Genom de beslutade och planerade anläggningarna för biogASFörsörjning till såväl distributionsnät som transmissionsnät kommer försörjningskapaciteten successivt att förbättras. För närvarande injiceras 27,4 MW<sub>u</sub> biogas i distributionsnät enligt ref 5 (uppgiften avser år 2013). Med beaktande av den förväntade utbyggnaden av produktionskapacitet kommer biogastillförseln till naturgassystemet år 2016 uppgå till 60 MW<sub>u</sub> (0,13 MNm<sup>3</sup>/dygn), vilket motsvarar cirka 1,5 procent av det maximala behovet i gassystemet.

### **3.2.2 Etablera marknadsbaserad åtgärd**

En marknadsbaserad åtgärd<sup>10</sup> på efterfrågesidan är etablerad under 2014 genom att stora svenska gasförbrukare ingår som en del i det danska systemet för

---

<sup>10</sup> En marknadsbaserad åtgärd är en åtgärd som marknadsaktörer själva vidtar för ökad robusthet och flexibilitet vid normal drift och samtliga krisnivåer. Marknadsbaserade åtgärder kan vara reglerade via avtal om ekonomisk ersättning och/eller förutsätta att krisnivå Beredskap tillkännagivits. Åtgärder som inte är marknadsbaserade ska endast användas då de

kommersiellt avbrytbara kunder. Avtal upprättas med stora gasförbrukare om att de mot ekonomisk ersättning är beredda att snabbt minska sin gasförbrukning vid order dansk TSO. Denna typ av avtal kallas även hyperavbrytbara kontrakt. Denna marknadsbaserade åtgärd bidrar till eftersträvan att uppfylla infrastrukturnormen. Dessutom kommer åtgärden att bidra till att säkerställa uppfyllandet av försörjningsnormen. Åtgärden kommer också att bidra till att i större utsträckning upprätthålla gasförsörjningen till fler än de skyddade kunder vid inträffat scenario 1a–c i avsnitt 2.1.

### 3.2.3 Beräkning av N-1-formeln efter åtgärder

Uppfyllandsgraden av normen visas genom en teknisk beräkning av kapaciteten hos de anläggningar som svarar för landets naturgasförsörjning i förhållande till naturgaskundernas behov. För svensk del innebär detta att relevanta anläggningar är Öresundsledningen, Gaslager Skallen och biogasproduktion.

Beräkning enligt formeln i försörjningsförordningens bilaga 1 ger att N-1 för Sveriges del är 14 procent baserat på indata enligt Tabell 7. Normens krav är 100 procent.

Tabell 7. Indata till N-1-beräkning avseende år 2016.

Parameter	Värde [MNm <sup>3</sup> /dygn]	Kommentar
D <sub>max</sub>	7,8	Den totala dagliga efterfrågan på gas i det beräknade området under en dag med exceptionellt hög efterfrågan på gas, som statistiskt sett inträffar en gång vart tjugonde år.
D <sub>eff</sub>	- <sup>11</sup>	Den del av D <sub>max</sub> som vid ett försörjningsavbrott snabbt och i tillräcklig utsträckning kan täckas av marknadsbaserade åtgärder på efterfrågesidan.
EP <sub>m</sub>	8,6	Entrypunkternas tekniska kapacitet, förutom vid produktions-, LNG- och lagringsanläggningar som omfattas av P <sub>m</sub> , S <sub>m</sub> och LNG <sub>m</sub> : summan av den tekniska kapaciteten vid alla gränsöverskridande entrypunkter som har kapacitet att leverera gas till det beräknade området.
P <sub>m</sub>	0,13	Högsta möjliga tekniska produktionskapacitet: summan av den högsta möjliga tekniska dagliga produktionskapacitet hos alla anläggningar för produktion av gas som kan levereras till entrypunkterna i det beräknade området.
S <sub>m</sub>	0,96	Lagringsanläggningars högsta möjliga tekniska dagliga kapacitet.
LNG <sub>m</sub>	0	Högsta möjliga tekniska LNG-anläggningskapacitet.
I <sub>m</sub>	8,6	Tekniska kapaciteten hos den största enskilda infrastrukturen.

marknadsbaserade åtgärderna inte längre kan trygga försörjningen, i synnerhet till skyddade kunder. En icke marknadsbaserad åtgärd för aktörerna är tvingande. Användning av icke marknadsbaserade åtgärder kräver att krisnivå Kris har tillkännagivits.

<sup>11</sup> Den kommersiellt avbrytbara volymen i en situation beror av hur mycket användaren just då förbrukar gas. Uppgifter om de volymer som finns i kontraktet är inte offentliga men är för svensk del mycket begränsade.

### **3.3 Uppfylla försörjningsnormen**

I det följande redovisas vilka åtgärder som Sverige den 1 oktober 2014 har till förfogande för att uppfylla försörjningsnormen (avsnitt 2.13.2).

#### **3.3.1 Försörjning av skyddade kunder under 7 dagar vid extrema temperaturer, artikel 8.1a**

Vid stor efterfrågan kan trycket komma att sjunka i transmissionsnätet om ingångstrycket i Dragör inte är tillräckligt. Vid trycknivåer under cirka 45 bar faller de kunder som har stort tryckbehov bort med ”automatik”. De kundkategorier som först faller bort är kraftvärmeverk och stora industrier. Kunder med lågt tryckbehov kan vid sjunkande trycknivåer i transmissionsnätet fortsatt försörjas med gas. I gruppen med lägst tryckbehov finns de skyddade kunderna.

Slutsatsen blir därmed att det inte krävs några förebyggande åtgärder för att uppfylla denna del av försörjningsnormen.

#### **3.3.2 Försörjning av skyddade kunder under minst 30 dagar vid exceptionellt hög efterfrågan, artikel 8.1b**

I det svenska gassystemet förväntas exceptionellt hög efterfrågan på gas inträffa vintertid med extrema temperaturer. Vid stor efterfrågan kan trycket komma att sjunka i transmissionsnätet om kapaciteten i Dragör inte är tillräcklig, men de skyddade kunderna kan fortsatt försörjas med gas (se avsnitt 3.3.1).

Slutsatsen blir därmed att det inte krävs några förebyggande åtgärder för att uppfylla denna del av försörjningsnormen.

#### **3.3.3 Försörjning av skyddade kunder under minst 30 dagar vid avbrott i största enskilda infrastrukturen under en genomsnittlig vinter, artikel 8.1c**

De skyddade kundernas behov under 30 dagar en genomsnittlig vinter är 39 GWh<sub>0</sub>, se avsnitt 2.13.2. Reparationstiden vid fullständigt avbrott i den största enskilda infrastrukturen, sjöledningen mellan Danmark och Sverige, kan emellertid uppgå till 40–50 dagar enligt ref. 9. Försörjningsnormens krav är dock *minst 30 dagar* och flera av de händelser som kan orsaka läckage/avbrott på sjöledningen har betydligt kortare reparationstid än 40–50 dagar. Detta medför att det är rimligt att behovet för de skyddade kunderna motsvarar 30 dagars gasförbrukning.

Det finns inga beslutade investeringar i infrastrukturen för att minska sannolikheten för eller konsekvenserna av att N-1-händelsen inträffar, se avsnitt 3.1.3.

De åtgärder och förhållanden som kan bidra till att uppfylla försörjningsnormen består av:

- använda gas i transmissionsnätet (line pack)

- använda den biogas som tillförs naturgassystemet
- snabbt minska förbrukningen hos de icke skyddade kunderna genom att beordra förbrukningsminskning inom givna tidsintervall
- strategisk gaslagring i Skallen-lagret

Ovanstående åtgärder beskrivs mer detaljerat i följande avsnitt.

#### *Använda line pack*

Åtgärden innebär att systembalansansvarig ska agera för att den operativa trycknivån i transmissionssystemet under normal drift inte understiger 45 bar. Detta är samma nivå som tidigare gällande praxis.

Normal trycknivå (nollpunkt) i transmissionssystemet är 55 bar medan den lägsta operativa nivån är 45 bar. I det senare fallet kan cirka 41 GWh<sub>0</sub> (3,4 MNm<sup>3</sup>) gas användas innan trycket når 7 bar, vilket med marginal är tillräckligt för att förse de skyddade kunderna med gas.<sup>12</sup>

#### *Använda biogas*

För närvarande injiceras cirka 27 MW<sub>u</sub> biogas i distributionsnät, varav cirka 20 MW<sub>u</sub> kan komma skyddade kunder tillgodo. Med beaktande av den förväntade utbyggnaden av biogasproduktion till såväl distributionsnät som transmissionsnät kan biogas år 2016 täcka samtliga skyddade kunders effektbehov en normal vinter (60 MW<sub>u</sub>).

Biogasproducenter förväntas vid kris fortsatt leverera gas till naturgassystemet enligt ingångna affärsavtal med gasleverantörer.

Den biogas som på distributionsnätsnivå tillförs naturgassystemet utöver de skyddade kundernas behov ska användas till kunder enligt krisplanens [ref. 11] prioriteringsordning.

#### *Beordra förbrukningsminskning hos icke skyddade kunder*

Systembalansansvarig kan beordra innehavare av naturgasledning att minska förbrukningen av gas hos de icke skyddade kunderna. Innehavare av naturgasledning ska kunna verkställa beslutet om förbrukningsminskningen inom följande tidsgränser. Tabellen visar hur stor del av förbrukningen i samtliga uttagpunkter för respektive kundkategori som ska ha upphört inom respektive tidgräns.

---

<sup>12</sup> Distributionsnäten som följer direkt efter en M/R-station har ett maximalt tryck på 4 bar och ett minimitryck på 1 bar, men skyddade kunder kan vara anslutna till ännu lägre tryck (0,1 bar) efter tryckreducering i reglerstationer. Från 56 bar till 7 bar finns cirka 53 GWh<sub>0</sub> tillgängligt i systemet.

**Tabell 8. Krav på maximal tid för förbrukningsminskning.**

Kundkategori	Andel av förbrukningen inom nätområdet som ska ha upphört inom angivna tidsgränser [timmar]						
	≤ 3	≤6	≤ 12	≤24	≤48	≤120	≤240
Kraftvärme- och värmeverk	100 %						
Övriga kunder >20 GWh/år	25 %	50 %	100 %				
Övriga kunder 3–20 GWh/år	0 %	25 %	50 %	100 %			
Övriga kunder < 3 GWh/år	0 %	0 %	0 %	0 %	35 %	75 %	100 %

Med ovanstående krav kommer förbrukningen hos de icke skyddade kunderna, med antagandet att förbrukningsminskningen sker linjärt inom respektive tidsgräns, totalt att uppgå till cirka 35 GWh<sub>0</sub> under fränkopplingstiden.

Kraven är anpassade till de olika kundkategoriernas gasförbrukning och till möjligheten att fjärravläsa mätarna – och därmed relativt enkelt kunna verifiera förbrukningsminskningen – enligt följande.

<b>Årsförbrukning mer än 20 GWh</b>	Omfattar drygt 60 kunder inklusive kraftvärme- och värmeverk. Totalt svarar gruppen för cirka 85 procent av gasförbrukningen. För dessa finns timvisa mätvärden som fjärravläses varje dygn.
<b>Årsförbrukning mellan 3 och 20 GWh</b>	Omfattar cirka 200 kunder. För dessa finns timvisa mätvärden som fjärravläses varje dygn.
<b>Alla övriga icke skyddade kunder</b>	Omfattar cirka 4600 kunder. Dessa kunder är månads- eller årsrapporterade, vilket i de flesta fall innebär att det omöjligt att via fjärravläsning verifiera förbrukningsminskning.

### *Strategisk gaslagring*

Strategisk gaslagring innebär att systembalansansvarig under perioden 1 oktober–30 april<sup>13</sup> ska disponera den mängd gas i Skallen-lagret som krävs för att säkra leveranserna till de skyddade kunderna med beaktande av:

- aktuell nedre operativ gräns för trycket i transmissionssystemet
- förväntad biogasproduktion
- tider för att verkställa förbrukningsminskning, se Tabell 8.

Under övrig del av året, dvs. 1 maj–30 september, är de förutsättningar som redovisas i punktlistan i föregående stycke tillräckliga för att säkra gasleveranserna till de skyddade kunderna.

<sup>13</sup> Datumen är valda med hänsyn till gasårets början (1 oktober) respektive gasvinterns och lagerårets slut (30 april).

### Sammanställning över åtgärdernas kapacitet att uppfylla försörjningsnormen

Resultatet av de ovan redovisade åtgärderna och förutsättningarna redovisas samlat i följande tabell.

Tabell 9. Sammanställning av åtgärdernas kapacitet att uppfylla artikel 8.1c.

Skede/åtgärd	Tillförsel resp. förbrukning [GWh <sub>d</sub> ]	Kommentar
Använda line pack	41	Räknat på "sämsta fallet", dvs. från nedre operativ gräns (45 bar) ner till 7 bar.
Använda biogas	14	Räknat på 30 dagars produktion.
Förbrukning hos icke skyddade kunder	-35	Med hänsyn till tid för effektivering av frångoppling enligt Tabell 8.
Förbrukning hos skyddade kunder	-39	Enligt avsnitt 2.13.2.
Strategisk gaslagring	19 <sup>14</sup>	
Överskott eller brist (-)	0	Åtgärderna är tillräckliga i sin redovisade utformning för att uppfylla artikel 8.1c.

### 3.4 Åtgärder för att upprätthålla gasförsörjningen till samtliga kunder, artikel 5.1d

Scenario 1a–c (se avsnitt 2.1) innebär att det efter respektive händelse kommer att finnas ett visst gasflöde till Sverige. Gasflödet kommer minst att motsvara de skyddade kundernas behov.

Det finns inga rimliga åtgärder tillgängliga för att minska sannolikheten för att de grundläggande händelserna för scenario 1a–c inträffar. De möjliga åtgärderna är därmed delvis samma som redovisas i avsnitt 3.3.3, men ytterligare några åtgärder ska kunna tillämpas av gasmarknadens aktörer. De åtgärder som vidtas får dock inte äventyra uppfyllandet av försörjningsnormen.

- Systembalansansvarig ska vid behov utföra reglergashandel, dvs. frivillig gashandel mellan systembalansansvarig och balansansvarig.
- Systembalansansvarig ska vid behov stegvis strama åt möjligheterna till och öka kostnaderna för obalans.
- Systembalansansvarig ska vid behov via transmissionsnätsoperatören och innehavare av distributionsledningar beordra förbrukningsminskning hos de icke skyddade kunderna. Förbrukningsminskningen ska genomföras inom de tider som anges i Tabell 8 och i enlighet med krisplanens [ref. 11] prioriteringsordning.
- Systembalansansvarig ska vid behov nyttja den line pack som finns i systemet.

---

<sup>14</sup> . Inför varje vintersäsong ska behörig myndighet bestämma vilken mängd gas som behöver lagras

- Systembalansansvarig ska vid behov påbjuda inmatning eller uttag av gas till gassystemet.

För det fall händelsen sker med viss förvarning gäller dessutom följande.

- Systembalansansvarig ska *om möjligt* träffa överenskommelse med den danska systemansvarige avseende att buffra gas i det svenska systemet utöver det som de svenska aktörerna har nominerat. Detta förutsätter att det finns fysiska förutsättningar att buffra gas i det svenska systemet.<sup>15</sup>

### 3.5 Sammanställning över åtgärder

Åtgärderna enligt avsnitt 3.2–3.4 säkerställer gas till de skyddade kunderna i alla identifierade scenarion.

De följande tabellerna visar om de åtgärderna:

- bidrar till strävan att uppfylla infrastrukturnormen (avsnitt 2.13.1).
- bidrar till att uppfylla försörjningsnormen artikel 8.1c (avsnitt 2.13.2). Förordningens artikel 8.1a och 8.1b bedöms uppfyllas utan att det behöver vidtas några åtgärder (avsnitt 3.3.1 respektive 3.3.2).
- är användbara för att hantera övriga scenarion, dvs. scenario 1a–c och 2a enligt avsnitt 2.1.

**Tabell 10. Bedömning av marknadsbaserade åtgärders möjlighet att förebygga eller underlätta hantering av störningar i naturgasförsörjningen.**

Åtgärd	Bidrar till att uppfylla infrastrukturnormen	Bidrar till att uppfylla försörjningsnormen, art. 8.1c	Åtgärd för övriga scenarion
<i>Åtgärder på försörjningssidan</i>			
Använda biogas	Ja	Ja	Ja
Buffra gas	Nej	Nej	Ja, under vissa förutsättningar.
Använda line pack	Nej	Ja	Ja
Tillämpa särskilda regler i balansavtal	Nej	Nej. Åtgärden kan användas i aktuellt scenario men bidrar inte till att uppfylla normen.	Ja

<sup>15</sup> Buffringen innebär att systembalansansvarig lånar gas av Energinet.dk. Buffring av gas medför i sig inga ekonomiska transaktioner.

Åtgärd	Bidrar till att uppfylla infrastruktur-normen	Bidrar till att uppfylla försörjnings-normen, art. 8.1c	Åtgärd för övriga scenarion
Tillämpa bestämmelser för reglergashandel	Nej	Nej. Åtgärden kan användas i aktuellt scenario men bidrar inte till att uppfylla normen.	Ja

**Tabell 11. Bedömning av de icke marknadsbaserade åtgärdernas möjlighet att underlätta hantering av störningar i naturgasförsörjningen.**

Åtgärd	Bidrar till att uppfylla infrastruktur-normen	Bidrar till att uppfylla försörjnings-normen, art. 8.1c	Åtgärd för övriga scenarion
<i>Åtgärder på försörjningssidan</i>			
Strategisk gaslagring	Nej	Ja	Nej, gas kan inte användas till andra än de skyddade kunderna under perioden oktober-april.
Påbjuda inmatning eller uttag av gas från lager	Nej	Nej. Åtgärden kan användas i aktuellt scenario men bidrar inte till att uppfylla normen.	Ja
<i>Åtgärder på efterfrågesidan</i>			
Beordra förbrukningsminskning (frånkoppling)	Nej	Ja	Ja

Utöver de ovan redovisade åtgärderna har s.k. hyperavbrytbara kontrakt bland de största gasförbrukarna, se avsnitt 3.2.2. Denna marknadsbaserade åtgärd innebär ytterligare stärkt förmågan att förse de skyddade kunderna med gas samtidigt som försörjningssituationen för övriga gasförbrukare förbättras.

### 3.5.1 Översiktlig konsekvensbeskrivning av åtgärderna

#### *Beordra förbrukningsminskning (frånkoppling)*

Den grundläggande åtgärden vid allvarliga kriser (krisnivå Kris har tillkännagivits) är förbrukningsminskning genom frånkoppling av icke skyddade kunder. Det är en drastisk åtgärd, men det är för närvarande en helt nödvändig åtgärd för att säkerställa försörjningen till de skyddade kunderna. Frånkoppling är

en, vid allvarliga kriser, sedan tidigare etablerad åtgärd, men där kraven på frånkopplingstider i denna plan formaliserats.

De valda frånkopplingstiderna har balanserats mot användning av line pack, biogas och strategisk gaslagring så att tidsgränserna för frånkoppling har kunnat tänjas för att aktörerna ska få en viss framförhållning innan frånkopplingen genomförs.

De största förbrukarna kommer att frånkopplas först. Vad gäller kraftvärme- och värmeverken väntas de i relativ stor omfattning kunna gå över till annat bränsle (främst eldningsolja) för värmeproduktion, medan den uteblivna elproduktionen i kraftvärmeverken främst kompenseras via normal handel på elmarknaden. Även vissa stora industrier kan för värmealstring ersätta naturgasen med eldningsolja. De industrier som använder naturgas som råvara tvingas stoppa produktionen. En övergång från naturgas till eldningsolja ger ökad miljöbelastning genom ökade utsläpp av koldioxid, svaveloxid, kväveoxid och partiklar. Frånkopplingen av kraftvärme- och värmeverk samt industriella gaskunder (industrier) leder till ökade kostnader för övergång till ersättningsbränsle och/eller stopp i produktionen. I sämsta fall kan det i vissa industrier uppstå skador på produktionsutrustning.

Den gasdrivna tunga trafiken (främst bussar) kommer i vissa orter/områden i sämsta fall inte att kunna tanka gas, vilket åtminstone i ett initialt skede kommer att orsaka stora störningar i kollektivtrafiken och ge ökade kostnader, ökade utsläpp av koldioxid m.m. De mindre gasdrivna fordonen kan tanka oljebaserat bränsle (ger ökade utsläpp av koldioxid m.m.) eller eventuellt tanka gas på tankställe som inte är anslutet till naturgassystemet.

#### *Använda line pack*

Åtgärden innebär att en etablerad praxis formaliseras och därmed begränsas inte marknadens funktion eller rutiner i övrigt av denna åtgärd.

#### *Strategisk gaslagring*

Åtgärden ”strategisk gaslagring” kommer i viss omfattning att minska gasmarknadsaktörernas möjligheter att använda det svenska gaslagret. Åtgärden förväntas under vintern 2014/15 ianspråka cirka 15 procent av lagringsutrymmet.<sup>16</sup> Gasmarknadens aktörer får i gengäld behålla det nuvarande obalansutrymmet inom balansregleringen vid normal drift. Kostnaden för den strategiska gaslagringen betalas av balansansvariga genom en höjd förbrukningsenergiavgift.

---

<sup>16</sup> Ett alternativ till strategisk gaslagring är annars att höja lägsta tillåtna tryck i transmissionsnätet, men bedömningen är att det begränsar aktörernas handlingsutrymme mer än den nu valda åtgärden och därmed har större negativ inverkan på marknadens funktion.

### *Åtgärdernas inverkan på den europeiska marknaden*

De svenska åtgärderna har ingen negativt inverkan på den europeiska naturgasmarknaden.

### *Åtgärdernas koppling till krishanteringsprinciper*

Frånkoppling av icke skyddade kunder kommer om möjligt att ske enligt en prioritetsordning där hänsyn tagits till såväl de svenska vedertagna krishanteringsprinciperna som naturgasmarknadens unika förutsättningar.

Försörjningssituationen kommer att förbättras de närmaste åren då biogasproduktion förväntas stå för en allt större del av gasleveranserna, och kan om några år ensamt svara för minst de skyddade kundernas behov. I ett sådant läge skulle vissa övriga kunder kunna få gas vid avsevärda störningar i naturgasleveranserna från Danmark.

## **4 Skyldigheter för systembalansansvarig, naturgasföretag och förbrukare**

Nedan redovisas vilka krav som gäller för systembalansansvarig, naturgasföretag och förbrukare till följd av de åtgärder som redovisas i avsnitt 3.

### **4.1 Systembalansansvarig**

Systembalansansvarig ska agera för att den operativa trycknivån i transmissions-systemet inte understiger 45 bar vid:

- normal drift
- krisnivå ”tidig varning”
- krisnivå ”beredskap”.

Systembalansansvarig ska vid behov via innehavare av naturgasledning beordra förbrukningsminskning eller frångoppling av icke skyddade kunder.

Systembalansansvarig ska se till att det finns tillräckligt mycket gas i Skallen-lagret så att en kontrollerad förbrukningsminskning/frångoppling av icke skyddade kunder kan ske och att skyddade kunder kan få gas i 30 dagar enligt försörjningsförordningens artikel 8.1c. Inför varje vintersäsong ska behörig myndighet bestämma vilken mängd gas som behöver lagras.

### **4.2 Gasleverantör och balansansvarig**

Gasleverantör ansvarar i samarbete med balansansvariga såväl vid normal drift som i en krissituation för att skyddade kunder får gas.

### **4.3 Innehavare av lagringsanläggning**

Innehavare av lagringsanläggning ska till systembalansansvarig upplåta den lagerkapacitet som enligt systembalansansvarig behövs för strategisk gaslagring.

### **4.4 Innehavare av naturgasledning**

Transmissionsnätsoperatör och innehavare av distributionsledning ska säkerställa personell och organisatorisk kapacitet för att efter order från systembalansansvarig se till att de icke skyddade kunderna reducerar alternativt upphör med gasförbrukningen inom de tider som ges i Tabell 8.

## **4.5 Större förbrukare**

Enligt instruktioner från transmissionsnätoperatör och innehavare av distributionsledning ska större förbrukare reducera gasförbrukningen.

## Referenser

1	<i>EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS FÖRORDNING (EU) nr 994/2010 av den 20 oktober 2010 om åtgärder för att trygga naturgasförsörjningen och om upphävande av rådets direktiv 2004/67/EG.</i>
2	<i>Riskbedömning av Sveriges naturgasförsörjning– enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 994/2010. Energimyndigheten, dnr 2014-582.</i>
3	<i>Förutsättningar för hantering av effektbrist på den svenska naturgasmarknaden – Marknadsbaserade åtgärder. Nobrocon AB, 2011-12-17.</i>
4	<i>Strategi för att säkerställa gasförsörjning till skyddade kunder vid kris – Tvingande åtgärder. Nobrocon AB, 2011-12-17.</i>
5	<i>Nödförsörjning av naturgas från biogasanläggningar. Energigas Sverige Service AB och COWI AB, dok.nr. 251711-16-prj-001, 2012-01-19.</i>
6	<i>Nödförsörjning av naturgas från naturgaslagret i Skallen. Energigas Sverige Service AB och COWI AB, dok.nr. 251771-16-prj-001, 2012-01-16.</i>
7	<i>Nödförsörjning med LNG. Pöyry SwedPower AB, 2011-12-29.</i>
8	<i>Forsyningsssäkerhetsförordningen – Risikovurdering. Energinet.dk, Dok. 78383-11, Sag 10/7217, 4. november 2011.</i>
9	<i>Energy Report – Riskanalys avseende leveranssäkerhet för Swedegas transmissionssystem. DET NORSKE VERITAS, Reg No. 2009-0398/1234EC2-11, rev 1.0, 2009-03-17.</i>
10	<i>Nødplan for det danske gastransmissionssystem 2014. Energistyrelsen 27 november 2014</i>
11	<i>Krisplan naturgas – Nationell krisplan för störningar i det svenska naturgassystemet.Dnr 2014-6684</i>
12	<i>Smarta mätare i det svenska naturgassystemet. Energimarknadsinspektionen, EI R2012:01.</i>
13	<i>Den samhällsekonomiska kostnaden av ett tillfälligt avbrott i Sveriges naturgasleveranser. ER 2014:11</i>