



**KTH Elektro-
och systemteknik**

Tentamen i EG2050 Systemplanering, 5 juni 2013, 8:00–13:00, E34-E36

Tillåtna hjälpmedel

Vid denna tentamen får följande hjälpmedel användas:

- Miniräknare utan information med anknytning till kursen.
- En **handskriven, enkelsidig** A4-sida med **egna** anteckningar (original, ej kopia).
Denna sida skall lämnas in tillsammans med svarsbladet.

DEL I (OBLIGATORISK)

Skriv alla svar på det bifogade svarsbladet. Några motiveringar eller beräkningar behöver inte redovisas.

Del I kan totalt ge 40 poäng. Godkänt betyg garanteras vid 33 poäng. Om resultatet på del I uppgår till minst 31 poäng ges möjlighet att vid en extra skrivning komplettera till godkänt betyg (E).

Uppgift 1 (4 p)

Besvara följande teorifrågor genom att välja *ett* alternativ, som du anser är korrekt.

a) (2 p) Systemoperatören på en elmarknad har följande ansvar och befogenheter: I) Man är fysiskt ansvarig för att produktion och konsumtion är i balans i varje ögonblick, II) Man har rätt att koppla bort last om det är nödvändigt för att upprätthålla säker drift av systemet. III) Man är ekonomiskt ansvarig för att systemet under en viss handelsperiod (t.ex. en timme) tillförs lika mycket energi som förbrukats.

1. Inget av påståendena är sant.
2. Endast I är sant.
3. Endast II är sant.
4. Endast III är sant.
5. I och II är sanna men inte III.

b) (1 p) Med förhandshandeln avser vi all handel som sker före själva leveranstimmen (eller någon annan handelsperiod). Vilket av följande typer av kontrakt kan handlas på en förhandsmarknad?

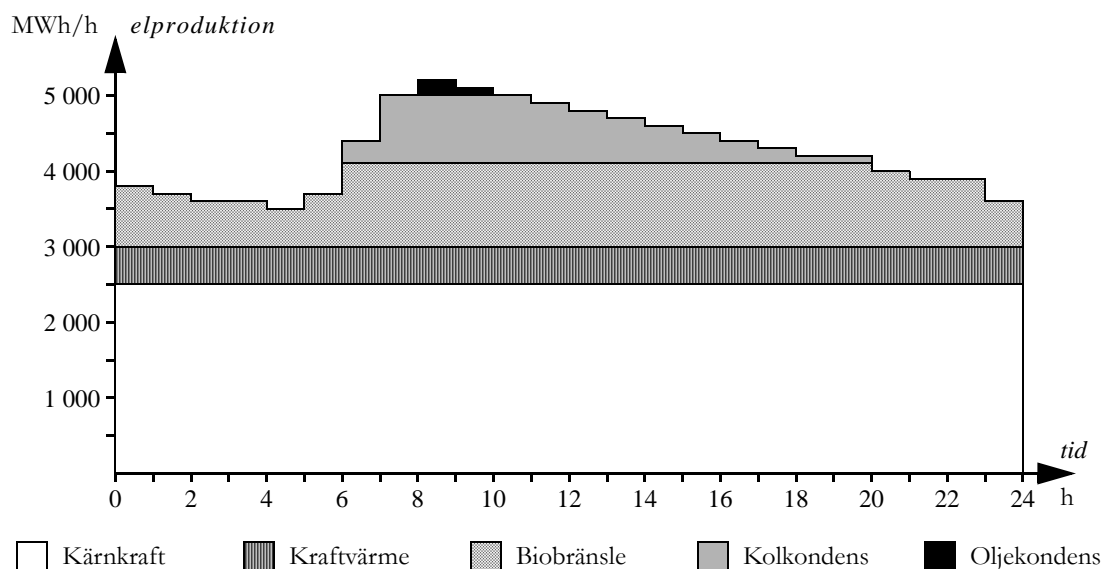
1. Balanskraft, d.v.s. då en balansansvarig aktör säljer ett eventuellt överskott i sin balans till systemoperatören, eller då en balansansvarig aktör köper av systemoperatören för att täcka ett eventuellt underskott i sin balans.
2. Fastkraft, d.v.s. då en säljaren förbinder sig att leverera en viss mängd energi i varje handelsperiod under kontraktets giltighetstid.
3. Reglerkraft, d.v.s. då en aktör på begäran av systemoperatören tillför systemet mer effekt (uppreglring) eller då en aktör på begäran av systemoperatören tar ut mer effekt från systemet (nedreglering).

c) (1 p) På vilken av följande typer av elmarknader kan konsumenterna själva välja elleverantör?

1. På en vertikalt integrerade elmarknader.
2. På centraliserade elmarknader.
3. På bilaterala elmarknader.

Uppgift 2 (6 p)

På elmarknaden i Land har man perfekt konkurrens, perfekt information och inga nätbegränsningar. Figuren nedan visar elproduktionen i Land under ett dygn. De rörliga produktionskostnaderna för de olika kraftslagen framgår av tabell 1.



Tabell 1 Rörliga kostnader för kraftverken i Land.

Kraftslag	Rörligkostnad [€/MWh]
Kärnkraft	100
Kraftvärme	250
Biobränsle	300
Kolkondens	350
Oljekondens	450

- (1 p)** Vad är elpriset i Land mellan 4:00 och 5:00?
- (1 p)** Vad är elpriset i Land mellan 7:00 och 8:00?
- (1 p)** Vad är elpriset i Land mellan 8:00 och 9:00?
- (1 p)** Vad är elpriset i Land mellan 19:00 och 20:00?
- (2 p)** Finns det några effektbegränsningar på elmarknaden i Land under detta dygn? Ge en kort motivering till ditt svar!

Uppgift 3 (6 p)

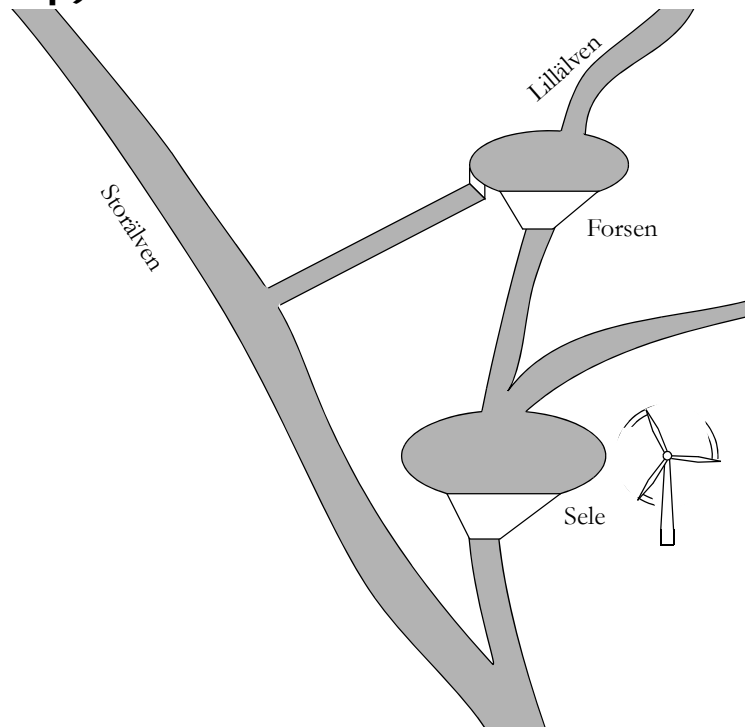
a) (2 p) Betrakta ett elsystem vid ett tillfälle då frekvensen ligger stabilt på 49,97 Hz. I detta läge ökar vindkraftproduktionen i systemet med 50 MW. Vilket av följande alternativ beskriver vad som händer i systemet?

1. Det uppstår ett underskott av energi, vilket leder till att spänningen sänks i elnätet. Reglersystemet i de kraftverk som deltar i primärregleringen svarar på spännings-sänkningen genom att öka elproduktionen.
2. Det uppstår ett underskott av energi, vilket leder till att spänningen höjs i elnätet. Reglersystemet i de kraftverk som deltar i primärregleringen svarar på spänningsökningen genom att öka elproduktionen.
3. Det uppstår ett överskott av energi, vilket leder till att spänningen höjs i elnätet. Reglersystemet i de kraftverk som deltar i primärregleringen svarar på spänningsökningen genom att minska elproduktionen.
4. Det uppstår ett överskott av energi, vilket leder till att frekvensen sjunker i systemet. Reglersystemet i de kraftverk som deltar i primärregleringen svarar på frekvenssänkningen genom att minska elproduktionen.
5. Det uppstår ett överskott av energi, vilket leder till att frekvensen stiger i systemet. Reglersystemet i de kraftverk som deltar i primärregleringen svarar på frekvensökningen genom att minska elproduktionen.

b) (2 p) Vattenkraftverket Fallet har en reglerstyrka på 200 MW/Hz. Basproduktionen (d.v.s. produktionen då frekvensen är exakt 50 Hz) är 60 MW och kraftverket har en installerad effekt på 90 MW. För att undvika skador på turbinerna kan man inte producera mindre än 40 MW. Hur mycket kommer kraftverket att producera då frekvensen i systemet är 49,94 Hz?

c) (2 p) Vattenkraftverket Språnget har en reglerstyrka på 250 MW/Hz. Basproduktionen (d.v.s. produktionen då frekvensen är exakt 50 Hz) är 75 MW och kraftverket har en installerad effekt på 120 MW. För att undvika skador på turbinerna kan man inte producera mindre än 50 MW. Hur mycket kommer kraftverket att producera då frekvensen i systemet är 50,14 Hz?

Uppgift 4 (12 p)



AB Vattenkraft äger två vattenkraftverk samt en vindkraftpark lokaliserade som i figuren ovan. För att lax ska kunna vandra upp från Storälven till den utbyggda delen av Lillälven uppströms Forsen har miljödomstolen ålagt AB Vattenkraft att släppa ut ett flöde på $10 \text{ m}^3/\text{s}$ i kanalen mellan Forsens magasin och Storälven.

AB Vattenkraft säljer el till kunder med fastkraftavtal, men bolaget har också möjlighet att handla på den lokala börsen ElKräng. I ett korttidsplaneringsproblem för dessa kraftverk har man infört följande beteckningar:

Index för kraftverken: Forsen 1, Sele 2.

- γ_i = förväntad framtida produktionsekvivalent för vatten lagrat i magasin i ,
 $i = 1, 2$,
- D_t = avtalad last timme t , $t = 1, \dots, 24$,
- λ_t = förväntat elpris timme t , $t = 1, \dots, 24$,
- λ_{25} = förväntat elpris efter planeringsperiodens slut,
- $M_{i,0}$ = innehåll i magasin i vid planeringsperiodens början, $i = 1, 2$,
- $M_{i,t}$ = innehåll i magasin i vid slutet av timme t , $i = 1, 2$, $t = 1, \dots, 24$,
- $\mu_{i,j}$ = marginell produktionsekvivalent för kraftverk i , segment j , $i = 1, 2$, $j = 1, 2$.
- p_t = köp från ElKräng timme t , $t = 1, \dots, 24$,
- $Q_{i,j,t}$ = tappning i kraftverk i , segment j , under timme t ,
 $i = 1, 2$, $j = 1, 2$, $t = 1, \dots, 24$,
- r_t = försäljning till ElKräng timme t , $t = 1, \dots, 24$,
- $S_{i,t}$ = spill från magasin i under timme t , $i = 1, 2$, $t = 1, \dots, 24$,
- S_{kanal} = vattenflöde genom kanalen mellan Forsen och Storälven,
- W_t = förväntad vindkraftproduktion timme t , $t = 1, \dots, 24$.

a) (4 p) Den maximala tappningen i vattenkraftverket Forsen är $125 \text{ m}^3/\text{s}$ och den bästa verkningsgraden erhålls vid tappningen $100 \text{ m}^3/\text{s}$. Kraftverkets maximala produktionsekvivalent är $0,25 \text{ MWh/TE}$ och produktionsekvivalenten vid maximal tappning är $0,244 \text{ MWh/TE}$. Antag att man vill ta fram en styckvis linjär modell av elproduktionen som funktion av tappningen i Forsen. Modellen ska ha två segment och brytpunkten läggs vid bästa verkningsgrad. Beräkna följande parametrar:

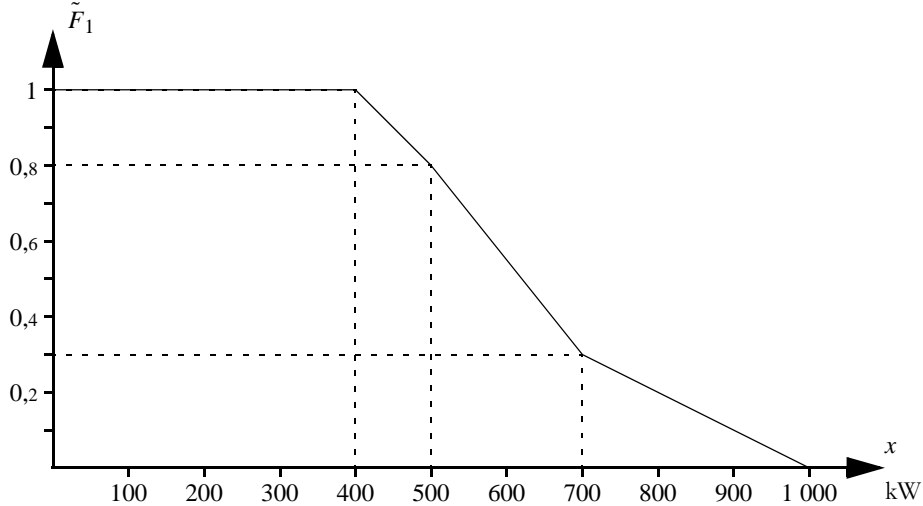
$$\begin{aligned}\mu_{1,j} &= \text{marginell produktionsekvivalent i Forsen, segment } j, \\ \bar{Q}_{1,j} &= \text{maximal tappning i Forsen, segment } j.\end{aligned}$$

b) (4 p) Formulera målfunktionen i bolagets planeringsproblem om syftet med planeringen är att maximera intäkterna från el såld på ElKräng plus värdet av sparad vatten minus kostnaden för el köpt från ElKräng. Använd beteckningarna ovan.

c) (4 p) Formulera lastbalansbivillkoret i bolagets korttidsplaneringsproblem. Använd beteckningarna ovan.

Uppgift 5 (12 p)

Ekibuga är en stad i Östafrika. Staden är inte ansluten till något nationellt elnät, utan man har ett eget lokalt system som försörjs av ett vattenkraftverk och en dieselgenerator. Vattenkraftverket saknar magasin, men vattenflödet är alltid tillräckligt stort för att man ska kunna producera installerad effekt (800 kW) och risken för driftstopp i kraftverket är försumbar. Dieselgeneratoren har en kapacitet på 200 kW, tillgängligheten är 80% och driftkostnaden 5 $\text{€}/\text{kWh}$.



a) (3 p) Med hjälp av stokastisk produktionskostnadssimulering kan man räkna ut att den förväntade vattenkraftproduktionen för detta system är 625 kWh/h och den icke-levererade energin är 4 kWh/h. Hur stor är den förväntade driftkostnaden?

b) (2 p) Använd stokastisk produktionskostnadssimulering för att beräkna risken för effektbrist i systemet.

c) (2 p) Antag att man simulerar elsystemet i Ekibuga med hjälp av mer avancerad modell, som tar hänsyn till förlusterna och risken för driftstörningar i distributionsnätet. För att kunna använda den mer avancerade modellen genomför man Monte Carlo-simulering. I denna simulering genererar man 2 000 scenarier och i 132 av dessa kan man konstatera att det uppstår effektbrist. Vilken skattning av *LOLP* får man från denna simulering?

d) (3 p) Antag att man önskar förbättra Monte Carlo-simuleringen genom att tillämpa kontrollvariabelmetoden. Den förenklade modellen i denna simulering motsvarar den modell som används i stokastisk produktionskostnadssimulering. Resultaten från samma 2 000 scenarier som i c-uppgiften blir att man i 84 scenarier får effektbrist både i multi-areamodellen och den förenklade modellen. I 48 scenarier uppstår effektbrist endast i multi-areamodellen. Vilken skattning av *LOLP* får man från denna simulering?

e) (2 p) Systemindexet *EENS* är ett mått på I) Sannolikheten att minst en konsument i systemet blir bortkopplad, II) Den genomsnittliga elektriska energi som under en viss tid (t.ex. ett år) förväntas ej levereras på grund av kapacitetsbegränsningar, III) Risken för effektbrist multiplicerad med genomsnittslasten.

1. Inget av påståendena är sant.
2. Endast I är sant.
3. Endast II är sant.
4. Endast III är sant.
5. II och III är sanna men inte I.

DEL II (FÖR HÖGRE BETYG ÄN GODKÄNT)

Alla beteckningar som införs skall förklaras. Lösningarna skall vara så utförliga att det utan problem går att följa tanke- och beräkningsgången.

Svaren på de olika uppgifterna skall lämnas in på olika blad, men svar på deluppgifter (a, b, c, o.s.v) kan skrivas på samma blad. Fälten *Namn*, *Blad nr* och *Uppgift nr* skall fyllas i på varje blad.

Del II kan ge totalt 60 poäng. Del II kommer endast att rättas om tentanden erhållit minst 33 poäng på del I. Om så är fallet summeras resultatet på del I, del II och bonuspoängen. Denna summa ligger till grund för vilket betyg (A, B, C, D, E) som ges på tentamen.

Uppgift 6 (10 p)

På elbörsen ElKräng är det möjligt att lägga följande typer av bud:

- **Säljbud.** Ett säljbud gäller för en viss timme och omfattar en viss volym i MWh samt ett prisintervall i SEK/MWh. Om elpriset motsvarande timme är högre än det högsta priset i budet antas säljbudet i sin helhet. Om elpriset i stället är lägre än det lägsta priset i budet avvisas budet. Om elpriset hamnar någonstans i det angivna prisintervallet antas ett linjärt samband mellan elpriset och hur stor volym som antas. (Om elpriset t.ex. ligger mitt i prisintervallet så antas halva budet.)
- **Köpbud.** Ett köpbud gäller för en viss timme och omfattar en viss volym i MWh samt ett prisintervall i SEK/MWh. Om elpriset motsvarande timme är lägre än det lägsta priset i budet antas köpbudet i sin helhet. Om elpriset i stället är högre än det högsta priset i budet avvisas budet. Om elpriset hamnar någonstans i det angivna prisintervallet antas ett linjärt samband mellan elpriset och hur stor volym som antas. (Om elpriset t.ex. ligger mitt i prisintervallet så antas halva budet.)
- **Konvertibla blockbud.** Ett konvertibelt blockbud är en särskild typ av säljbud, som gäller för flera timmar. Budet omfattar en viss volym i MWh/h, ett grundpris i SEK/MWh och ett alternativt prisintervall i SEK/MWh. Om det genomsnittliga elpriset under de timmar blockbudet omfattar är högre än grundpriset i budet antas budet i sin helhet. I annat fall konverteras blockbudet till vanliga säljbud för varje timme som blockbudet omfattar. Prisintervall för dessa säljbud är lika med det alternativa prisintervallet i blockbudet.¹

Elpriset på ElKräng beräknas genom att säljbud och köpbud ställs samman till en utbuds- respektive efterfrågekurva för varje timme. Elpriset för motsvarande timme sätts av skärningspunkten mellan kurvorna. Då man på detta sätt beräknat elpriset för varje timme kontrollerar man om villkoren för blockbuden är uppfyllda. Om så är fallet tar man med blockbuden i början av utbudskurvorna (d.v.s. man antar i denna beräkning att budpriset är noll för blockbuden) och gör om prisberäkningen. Efter denna beräkning finns det en risk att priserna ändrats så att villkoren för en del blockbud inte längre är uppfyllda. I så fall konverteras dessa blockbud till vanliga säljbud man gör sedan om prisberäkningen på nytt.

I tabell 2 visas buden till ElKräng för två timmar. Vad blir elpriserna under dessa två timmar?

1. Tanken med de konvertibla blockbuden är att ge producenterna en möjlighet att antingen fördela ut ett kraftverks startkostnad på en längre tidsperiod eller att ta ut hela startkostnaden under en enskild timme.

Tabell 2 Bud till EIKräng.

Bud	Volym [MWh]		Prisintervall [SEK/MWh]	
	Timme 1	Timme 2	Timme 1	Timme 2
Säljbud 1	1 500	1 500	450–600	450–600
Säljbud 2	800	800	520–680	520–680
Säljbud 3	500	500	540–640	540–640
Säljbud 4	200	200	1 000–1 100	1 000–1 100
Köpbud 1	1 100	1 210	8 000–10 000	8 000–10 000
Köpbud 2	1 500	1 670	8 000–10 000	8 000–10 000
Köpbud 3	350	400	425–525	425–525
Blockbud 1	200 MWh/h		Grundpris: 850 Alternativt prisintervall: 1 000–1 100	
Blockbud 2	500 MWh/h		Grundpris: 950 Alternativt prisintervall: 1 100–1 200	

Uppgift 7 (10 p)

Elsystemet i Rike är uppdelat i två delar. I den norra delen av systemet finns stora mängder vattenkraft, men huvuddelen av lasten ligger i den södra delen. Mellan de två områdena finns ett flertal parallella växelströmsledning. Det maximala flödet på dessa ledningar är 4 000 MW – om man överskrider denna gräns blir elsystemet instabilt och man riskerar omfattande strömvabrott i hela eller delar av elsystemet. För att undvika detta tillåter man vid nominell frekvens ett sammanlagt flöde som är lägre än 4 000 MW, medan den resterande kapaciteten är reserverad för de effektlöden som uppstår som en följd av primärregleringen. Riksnät, som är systemoperatör i Rike, skall senast kl 8:00 meddela elmarknadens aktörer vilken överföring som kan tillåtas från norra till södra delen av systemet för varje timme nästföljande dag.

Primärregleringen i Rike är uppdelad i normaldriftreserv, som är till för att hantera normala variationer i t.ex. last och vindkraftproduktion, och en störningsreserv, som är till för att hantera bortfall i större kraftverk. Normaldriftreserven är tillgänglig i frekvensintervallet 49,9–50,1 Hz och omfattar en reglerstyrka på 2 400 MW/Hz i norra Rike och 600 MW/Hz i södra Rike.

Det första steget då Riksnät beräknar hur mycket överföringskapacitet som står till elmarknadens förfogande är att för varje timme beräkna hur stor del av överföringskapaciteten som kan komma att behöva utnyttjas av normaldriftreserven. En svårighet med denna beräkning är att Riksnät inte vet exakt vilka förutsättningar som kommer att gälla för en viss timme. I tabell 3 visas prognoserna för handelsperioden mellan 10:00 och 11:00 nästa dag. I tabellen visas hur stora minskningar respektive ökning av last och vindkraftproduktion som normaldriftreserven förväntas behöva kunna hantera i de olika delarna av Rike. Antag att alla dessa ändringar kan ske oberoende av varandra. Hur mycket överföringskapacitet måste reserveras för normaldriftreserven?

Tips: Den nödvändiga reserven är olika då förbindelsen används för att föra över el från norr till söder respektive från söder till norr!

Tabell 3 Riksnäts prognoser för handelsperioden 10–11.

	Norra Rike		Södra Rike	
	Maximal minskning	Maximal ökning	Maximal minskning	Maximal ökning
Last [MW]	20	20	195	195
Vindkraftproduktion [MW]	10	15	35	50

Uppgift 8 (20 p)

Stads energi AB äger kraftvärmeverket Flisinge med tre block. Kraftvärmeverket producerar dels värme, som levereras till ett fjärrvärmenät, och dels el, som säljs på elbörsen ElKräng. Produktionskostnaden som funktion av värmeproduktionen visas i figuren på nästa sida (några punkter från dessa kurvor återfinns i tabell 4). Förhållandet mellan värmeproduktion och elproduktion är konstant i varje block, d.v.s. för varje producerad MWh värme får man ut ett visst mängd MWh el. Detta förhållande, liksom övriga data för de tre blocken, framgår av tabell 5. I kraftverket finns även en elpanna d.v.s. man har möjlighet att använda el för att generera värme till fjärrvärmenätet. Vid maximal belastning drar elpannan 25 MW. Verkningsgraden i elpannan är 99%. Det finns även en ackumulatortank, där man kan lagra värmeenergi (i form av 98 °C varmt vatten). Den maximala lagringskapaciteten är 800 MWh värme. För en korttidsplanering är värmeförlusterna i ackumulatortanken försumbara och man kan anta att det inte finns några begränsningar i hur fort tanken kan fyllas respektive tömmas.

Varje timme har förbrukas ett visst antal MWh värme i fjärrvärmenätet. Denna värmelast beror framför allt på utomhustemperaturen. En prognos för värmebehovet återfinns i tabell 6, som även visar de förväntade elpriserna på ElKräng.

Stads energi AB önskar köra kraftverket så att man maximerar intäkterna från såld el minus produktionskostnaderna, samtidigt som man varje timme levererar tillräckligt med värmeenergi till fjärrvärmenätet. Formulera bolagets planeringsproblem för nästa dag som ett MILP-problem. Ackumulatortanken innehåller 500 MWh vid planeringsperiodens början och ska innehålla minst lika mycket vid planeringsperiodens slut. Vid planeringsperiodens start kommer block I och II att vara i drift, medan block III inte utnyttjas.

För parametrarna ska beteckningarna i tabell 7 användas (det är dock även tillåtet att lägga till ytterligare beteckningar om man anser att det behövs).

OBS! För att få full poäng på denna uppgift krävs att

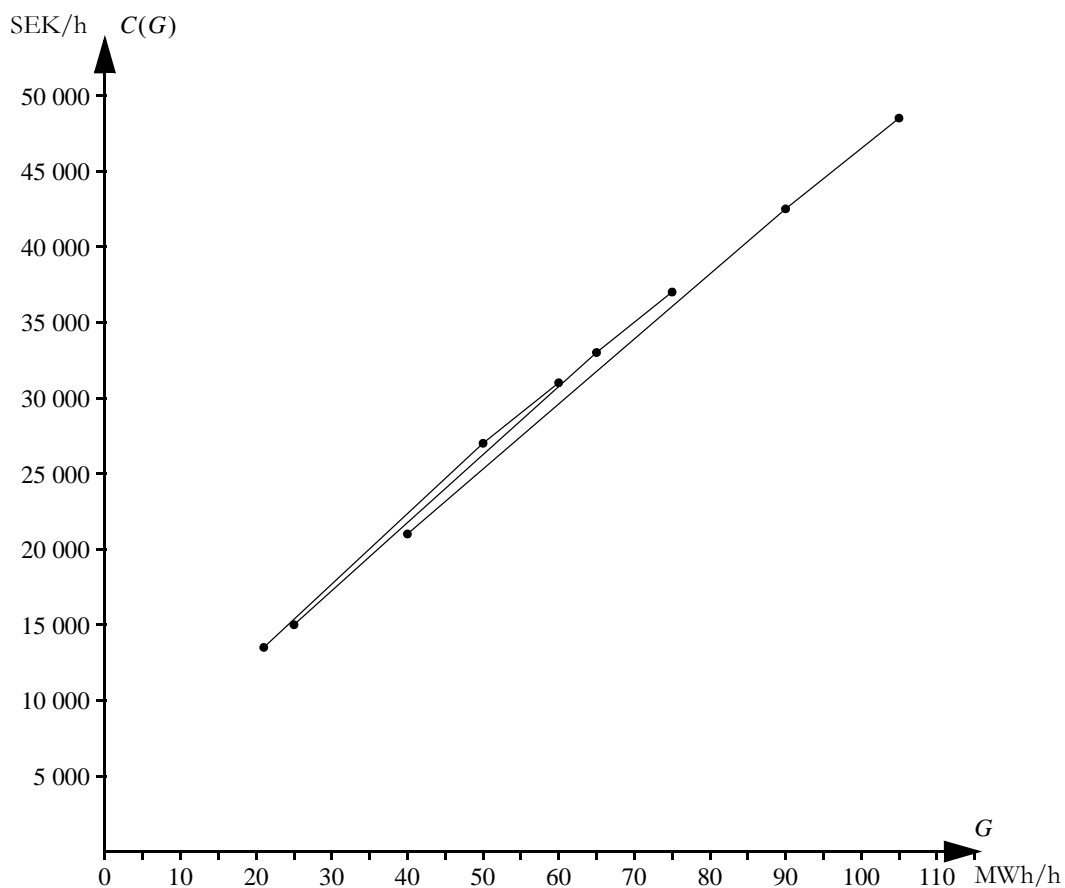
- Beteckningarna för optimeringsvariablerna ska vara klart och tydligt definierade.
- Optimeringsproblemet ska vara så formulerat att man tydligt kan se vad som är målfunktion, vad som är bivillkor och vad som är variabelgränser.
- Möjliga värden för alla index ska finnas tydligt angivet vid alla ekvationer.

Tabell 4 Produktionskostnaden i SEK/h för de tre blocken i Flisinge.

Block	Värmeproduktion [MWh/h]								
	21	25	40	50	60	65	75	90	105
I	–	15 000	21 250	26 250	30 750	33 000	37 000	–	–
II	–	–	21 000	25 300	29 600	31 750	36 050	42 500	48 350
III	13 515	15 375	22 350	27 000	31 100	–	–	–	–

Tabell 5 Övriga data för Flisinge.

	Block I	Block II	Block III
Maximal värmeproduktion [MWh/h]	75	105	60
Minimal värmeproduktion vid drift [MWh/h]	25	40	21
Elproduktion per MWh värmeproduktion [MWh]	0,41	0,38	0,40
Startkostnad [SEK]	60 000	85 000	50 000



Tabell 6 Prognoser för nästa dag.

Timme	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
Elpris [SEK/MWh]	290	280	260	250	250	270	335	380	390	380	375	380
Värmelast [MWh]	180	180	180	180	180	180	160	160	160	140	140	140
Timme	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
Elpris [SEK/MWh]	380	380	380	370	365	370	365	355	345	345	335	315
Värmelast [MWh]	150	160	170	180	190	200	200	200	200	200	210	210

Tabell 7 Beteckningar till Stads energi AB:s planeringsproblem.

Beteckning	Förklaring	Värde
\bar{H}	Maximal elförbrukning i elpannan	25
η_H	Verkningsgrad i elpannan	0,99
\bar{M}	Maximalt värmeinnehåll i ackumulatortanken	800
M_0	Startinnehåll i ackumulatortanken	500
\underline{M}_{24}	Minsta tillåtna värmeinnehåll i ackumulatortanken vid planeringsperiodens slut	500
\bar{G}_g	Maximal värmeproduktion i block g	Se tabell 5
\underline{G}_g	Minimal värmeproduktion då block g är i drift	Se tabell 5
c_g	Elproduktion per MWh värmeproduktion i block g	Se tabell 5
λ_t	Elpris timme t	Se tabell 6
D_t	Värmelast timme t	Se tabell 6

Uppgift 9 (20 p)

För att bestämma värdet av en investering behöver man veta hur investeringen kommer att påverka elmarknaden. Detta kräver minst två simuleringar: först en simulering av systemet före investeringen och därefter en simulering av hur systemet kommer att fungera efter investeringen.

Nedan beskrivs två olika fall där man vill undersöka om det är lönsamt att investera i utbyggd transmissionskapacitet. Beskriv vilka simuleringsmetoder som överhuvudtaget kan tillämpas användas i de olika fallen. Välj sedan ut den simuleringsmetod som du tycker är mest lämpad och beskriv kortfattat steg för steg hur simuleringen ska genomföras och hur simuleringsresultaten ska användas för att avgöra om investeringen är lönsam.

OBS! För att få full poäng på dessa uppgifter krävs att

- Det finns en tydlig och korrekt motivering om en simuleringsmetod bedöms som olämplig i ett visst fall.
- Det finns en tydlig och rimlig motivering till valet av lämplig simuleringsmetod i vardera fallet.
- Alla antaganden är redovisade och motiverade.

a) (10 p) Öarna är en självstyrande ögrupp ute i Atlanten. Öarna är små och glesbefolkade, och det finns därför inget gemensamt elsystem, utan varje ö har haft ett eget elnät. Elmarknaden på Öarna är för liten för att det ska vara meningsfullt att omstrukturera elmarknaden och införa konkurrens, utan man har en fortfarande en vertikalt integrerad elmarknad där ett statligt ägt kraftbolag sköter all produktion och distribution.

Öarnas olika elnät försörjs mestadels med el från olika typer av fossilbränslebaserade kraftverk (gaskombikraftverk och diesलगeneratorer). På den största av öarna finns sedan en tid även ett par vindkraftverk. Ett problem med dessa vindkraftverk är att deras elproduktion är större än vad det lokala elnätet kan klara av, vilket innebär att en del vindkraft måste spillas. Därför överväger nu kraftbolaget att bygga transmissionsledningar som knyter ihop de lokala nätet till ett gemensamt elsystem. Avstånden mellan de olika öarna är inte särskilt långt och kapaciteten på ledningarna kommer att vara mer än väl tillräcklig för att överföra överskottsproduktion från en ö till de övriga.

b) (10 p) Elsystemet i Rike är uppdelat i två delar. I den norra delen av systemet finns stora mängder vattenkraft, men huvuddelen av lasten ligger i den södra delen. Mellan de två områdena finns ett flertal parallella växelströmsledningar. Tidigare har dessa ledningar haft tillräcklig kapacitet för att hantera exporten från norra Rike till södra Rike. På senare år har det emellertid byggts mycket vindkraft i Rike och då särskilt i de norra delarna av landet. Detta leder till att det numer ofta blir stora skillnader i elpriset mellan den norra och södra delen av landet, vilket vållat klagomål från konsumenterna (bl.a. många stora industrier) i södra Rike. Om vindkraftutbyggnaden fortsätter i norra Rike finns det även en risk att man kommer att behöva spilla vindkraft eller vattenkraft. Av dessa skäl funderar Riksnät på att bygga en ny HVDC-förbindelse, vilket skulle utöka överföringskapaciteten från norr till söder med 20%. Skälet till att man föredrar en HVDC-förbindelse i stället för ytterligare en växelströmsledning är att man tror att det ger snabbare byggtid och bättre driftsekonomi (t.ex. i form av lägre förluster och ökad styrbarhet i elsystemet).



KTH Elektro-
och systemteknik

Svarsblad till del I

Namn:

Personnummer:

Uppgift 1

a) Alternativ är korrekt.

b) Alternativ är korrekt.

c) Alternativ är korrekt.

Uppgift 2

a) α /MWh b) α /MWh

c) α /MWh d) α /MWh

e)

.....

Uppgift 3

a) Alternativ är korrekt.

b) MW c) MW

Uppgift 4

a) $\mu_{1,1}$ MWh/TE $\mu_{1,2}$ MWh/TE

$\bar{Q}_{1,1}$ TE $\bar{Q}_{1,2}$ TE

b)

c)

Uppgift 5

a) α /h b) %

c) % d) %

d) Alternativ är korrekt.

Uppgift 1

- a) 5, b) 2, c) 3.

Uppgift 2

- a) Denna timme sätts elpriset av biobränsleproduktionen $\Rightarrow 300$ \square /MWh.
 b) Denna timme sätts elpriset av kolkondensproduktionen $\Rightarrow 350$ \square /MWh.
 c) Denna timme sätts elpriset av oljekondensproduktionen $\Rightarrow 450$ \square /MWh.
 d) Denna timme sätts elpriset av kolkondensproduktionen $\Rightarrow 350$ \square /MWh.
 e) Ja. (Om det inte fanns några effektkränsningar hade man haft samma elpris under hela dygnet. I det här fallet har varken biobränslekraftverken eller kolkondenskraftverken tillräcklig installerad effekt för att kunna följa med i lastens variationer under dygnet)

Uppgift 3

- a) 5.
 b) Sambandet mellan frekvens och elproduktion ger att kraftverket producerar $G = G_0 - R(f - f_0) = 60 - 200(49,94 - 50) = 72$ MW.
 c) Sambandet mellan frekvens och elproduktion ger att kraftverket skulle producera $G = G_0 - R(f - f_0) = 75 - 250(50,14 - 50) = 40$ MW.

vilket är lägre än lägsta tillåtna produktionen. Kraftverket kommer i stället att producera så lite som möjligt, d.v.s. 50 MW.

Uppgift 4

- a) Följande data är givna i uppgiften:
 $\hat{Q}_1 =$ tappning i Forsen vid bästa verkningsgrad = 100,
 $\bar{Q}_1 =$ maximal tappning i Forsen = 125,
 $\gamma_1(\hat{Q}_1) =$ produktionssekvivalent vid bästa verkningsgrad i Forsen = 0,25,
 $\gamma_1(\bar{Q}_1) =$ produktionssekvivalent vid maximal tappning i Forsen = 0,244.

För att beräkna de marginella produktionssekvivalenterna behövs elproduktionen vid bästa verkningsgrad samt vid maximal tappning. Enligt definition har vi

$$H_1(Q_1) = \gamma_1(Q_1) \cdot Q_1 = \begin{cases} 25 & Q_1 = 100, \\ 30,5 & Q_1 = 125. \end{cases}$$

De marginella produktionssekvivalenterna kan nu beräknas enligt

$$\mu_{1,1} = \frac{H_1}{\bar{Q}_1}$$

och

$$\mu_{1,2} = \frac{H_1 - \hat{H}_1}{\bar{Q}_1 - \hat{Q}_1},$$

vilket ger följande linjära modeller av kraftverket:

$$\mu_{1,j} = \text{marginell produktionssekvivalent i Strömmen, segment } j =$$

$$= \begin{cases} 0,25 & j = 1, \\ 0,22 & j = 2, \end{cases}$$

$$\bar{Q}_{1,j} = \text{maximal tappning i Strömmen, segment } j = \begin{cases} 100 & j = 1, \\ 25 & j = 2. \end{cases}$$

- b) maximera $\sum_{t=1}^{24} \lambda_t(r_t - p_t) + \lambda_{25}((\gamma_1 + \gamma_2)M_{1,24} + \gamma_2 M_{2,24})$.

- c) $\sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 \mu_{i,j} \bar{Q}_{i,j} + W_t + p_t = D_t + r_t$.

Uppgift 5

- a) Enklast är att direkt beräkna den förväntade elproduktionen i dieselelgeneratoren:

$$EG_2 = 0,8 \int_{800}^{1000} \tilde{F}_1(x) dx = 0,8 \cdot 0,2/2 \cdot 200 = 16 \text{ kWh/h.}$$

Alternativt kan man beräkna den förväntade lasten enligt

$$EENS_0 = \int_0^{\infty} \tilde{F}_0(x) dx = 1 \cdot 400 + (1 + 0,8)/2 \cdot 100 + (0,8 + 0,3)/2 \cdot 200 + 0,3/2 \cdot 300 = 645 \text{ kWh/h.}$$

vilket betyder att $EG_1 + EG_2 + EENS_2 = 645$. Givet att $EG_1 = 625$ kWh/h och $EENS_2 = 4$ kWh/h får man $EG_2 = 16$ kWh/h.

Den förväntade driftkostnaden blir således $ETOC = 5EG_2 = 80$ \square /h.

- b) Risken för effektkost ges av $\tilde{F}_2(1000) = 0,8\tilde{F}_1(1000) + 0,2\tilde{F}_1(800) = 0 + 0,2 \cdot 0,2 = 0,04$. Risken för effektkost är således 4%.

- c) $m_{LOLO} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n lolo_i = 132/2000 = 6,6\%$.

d) $m_{LOLO} = m_{(LOLO - \bar{LOLO})} + m_{LOLO} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (lolo_i - \bar{lolo}_i) + 0,04 = \frac{1}{2000} 48 + 0,04 = 6,4\%$

a) 3.

Uppgift 6

Antag att elpriset under de bägge timmarna är högre än 525 SEK/MWh. Då antas köpbud 1 och 2 medan köpbud 3 förkastas, vilket innebär att efterfrågan är 2 600 MWh i den första timmen och 2 880 MWh i den andra.

Antag att elpriset den första timmen, λ_1 , ligger i intervallet 600–640 SEK/MWh. Detta innebär att säljbud 1 antas i sin helhet, säljbud 2 och 3 antas till en viss del och säljbud 4 avvisas vilket ger oss följande ekvation för elpriset:

$$1\ 500 + 800 + 500 + \frac{\lambda_1 - 520}{680 - 520} (\lambda_1 - 540) 500 + 0 = 2\ 600.$$

Därmed får man elpriset 640 SEK/MWh den första timmen.

För den andra timmen behövs säljbud 1–3 i sin helhet och priset bestäms av hur stor andel av säljbud 4 som utnyttjas:

$$1\ 500 + 800 + 500 + \frac{\lambda_2 - 1\ 000}{1\ 100 - 1\ 000} 200 = 2\ 880.$$

Därmed får man elpriset 1 040 SEK/MWh den andra timmen.

Nu kan man kontrollera villkoren för blockbuden. Genomsnittspriset för de två timmarna är 840 SEK/MWh, vilket betyder att inget av blockbuden antas i sin helhet. I stället konverteras blockbuden till vanliga säljbud. I den första timmen är dessa säljbud inte intressanta, eftersom prisintervallen ligger långt över det tidigare beräknade elpriset på 640 SEK/MWh. I den andra timmen kommer däremot en del av säljbudet från blockbud 1 att antas, eftersom prisintervallet överlappar med säljbud 4 (som ju satte priset för den andra timmen). I det här fallet får vi ekvationen

$$1\ 500 + 800 + 500 + \frac{\lambda_2 - 1\ 000}{1\ 100 - 1\ 000} 200 + \frac{\lambda_2 - 1\ 000}{1\ 100 - 1\ 000} 200 + 0 = 2\ 880,$$

vilket ger $\lambda_2 = 1\ 020$ SEK/MWh.

Därmed kan vi alltså konstatera att elpriset blir 640 SEK/MWh den första timmen och 1 020 SEK/MWh den andra timmen.

Uppgift 7

Det intressanta i denna uppgift är hur nettolasten (d.v.s. last – vindkraftproduktion) kan ändras i de två områdena och vilka konsekvenser dessa ändringar får för överföringen mellan norra och södra Rike. De största ändringarna av nettolasten får man då lasten och vindkraftproduktionen ändras åt olika håll, t.ex. då lasten minskar samtidigt som vindkraftproduktionen ökar.

Betrakta t.ex. det fall då man har maximal nettolastminskning i norra Rike, $\Delta N_N = -35$ MW, samtidigt som man har maximal nettolastminskning i södra Rike, $\Delta N_S = -245$ MW. Totalt måste alltså primärregleringen ändra elproduktionen med $\Delta G = -280$ MW. Eftersom 80% av reglerstyrkan för normaldriftreserven finns i norra Rike så kommer elproduktionen där att ändras med $\Delta G_N =$

$0,8\Delta G = -224$ MW, medan ändringen i södra Rike blir $\Delta G_S = 0,2\Delta G = -56$ MW. Eftersom kraftverken i norra Rike minskar elproduktionen mer än vad den lokala nettolasten måste flödet från norr till söder ändras med $\Delta P_{N \rightarrow S} = \Delta G_N - \Delta N_N = -189$ MW (samma slutsats kan också dras om man studerar skillnaden mellan nettolaständringen i södra Rike och hur mycket elproduktionen ändras där).

På motsvarande sätt kan man studera övriga kombinationer av nettolaständringar i systemet:

ΔN_N	ΔN_S	$\Delta G = \Delta N_N + \Delta N_S$	$\Delta G_N = 0,8\Delta G$	$\Delta G_S = 0,2\Delta G$	$\frac{\Delta P_{N \rightarrow S} = \Delta G_N - \Delta N_N}{\Delta N_N - \Delta G_S}$
-35	-245	-280	-224	-56	-189
-35	+230	+195	+156	+39	+191
+30	-245	-215	-172	-43	-202
+30	+230	+260	+208	+52	+178

Av dessa beräkningar kan man dra slutsatsen att normaldriftreserven kan komma att behöva utnyttja 191 MW av överföringskapaciteten från norr till söder (då man har en maximal nettolastminskning i norr och en maximal nettolastökning i söder) samt 202 MW av överföringskapaciteten från söder till norr (då man har en maximal nettolastökning i norr och en maximal nettolastminskning i söder).

Uppgift 8

I ord kan planeringsproblemet formuleras som

maximera
med hänsyn till
värdet av såld el – produktionskostnad – startkostnad,
lastbalans för ackumulatoranken,
begränsningar i värmeproduktionen.

Utmaningen i denna uppgift är hur man ska modellera driftkostnaden som funktion av värmeproduktion. Figuren i uppgiftshyldelsen visar att kostnaden är en styckvis linjär funktion med två segment och dessutom finns det ett förbjudet intervall. Vi ser också att den marginella produktionskostnaden är lägre i det andra segmentet än i det första, vilket betyder att modellen kommer att föredra att använda det andra segmentet framför det första. Detta överensstämmer emellertid inte med hur kraftverket faktiskt kan användas och därför måste vi använda en binär variabel, som blockerar segment 2 från att användas förrän segment 1 är fullt utnyttjat. För att lyckas med detta inför vi följande optimeringsvariabler:

$G_{g,j,t}$ = värmeproduktion i block g , segment j , under timme t ,
 $u_{g,j,t}$ = driftstatus för block g , segment j , under timme t .

Kraftverket måste vara i drift för att man ska kunna utnyttja det första segmentet och produktionskostnaden är då minst lika med C_g . Vi lägger sedan till produktionskostnaden i de två segmenten, vilket innebär att värmeproduktionen en viss timme kan då skrivas som

$$G_g u_{g,1,t} + G_g u_{g,2,t}$$

Givet detta uttryck är det enkelt att beräkna elproduktionen och driftkostnaden för en viss timme. Därmed kan vi formulera hela planeringsproblemet.

Index för kraftverk

Block I 1, block II 2, block II 3.

Parametrar

Utöver parametrarna från tabell 7 i uppgiftslydelsen inför vi följande beteckningar:

$\bar{C}_{g,j}$ = maximal värmeproduktion i block g , segment j = {beräknas med data från

$$\text{tabell 4 i uppgiftslydelsen} = \begin{cases} 65 - 25 = 40 & g = 1, j = 1, \\ 75 - 65 = 10 & g = 1, j = 2, \\ 90 - 40 = 50 & g = 2, j = 1, \\ 105 - 90 = 15 & g = 2, j = 2, \\ 50 - 21 = 29 & g = 3, j = 1, \\ 60 - 50 = 10 & g = 3, j = 2, \end{cases}$$

$\beta_{g,j}$ = marginell produktionskostnad för block g , segment j = {beräknas med data

från tabell 4 i uppgiftslydelsen} =

$$= \begin{cases} (33\,000 - 15\,000)/40 = 450 & g = 1, j = 1, \\ (37\,000 - 33\,000)/10 = 400 & g = 1, j = 2, \\ (42\,500 - 21\,000)/50 = 430 & g = 2, j = 1, \\ (48\,350 - 42\,500)/15 = 390 & g = 2, j = 2, \\ (27\,000 - 13\,515)/29 = 465 & g = 3, j = 1, \\ (31\,100 - 27\,000)/10 = 410 & g = 3, j = 2, \end{cases}$$

β_g = produktionskostnad vid minsta möjliga värmeproduktion då block g är i drift

$$= \begin{cases} 15\,000 & g = 1, \\ 21\,000 & g = 2, \\ 13\,515 & g = 3, \end{cases}$$

C_g^* = startkostnad för block g = {se tabell 5 i uppgiftslydelsen} =

$$= \begin{cases} 60\,000 & g = 1, \\ 85\,000 & g = 2, \\ 50\,000 & g = 3, \end{cases}$$

$u_{g,0}$ = driftstatus i block g vid planeringsperiodens början = {framgår av

$$\text{uppgiftslydelsen} = \begin{cases} 1 & g = 1, \\ 1 & g = 2, \\ 0 & g = 3. \end{cases}$$

Optimeringsvariabler

$\bar{C}_{g,j,t}$ = värmeproduktion i block g , segment j , under timme t ,

$g = 1, 2, 3, j = 1, 2, t = 1, \dots, 24$,

H_t = elförbrukning i elpannan under timme $t, t = 1, \dots, 24$,

M_t = värmeinnehåll i ackumulatortanken vid slutet av timme $t, t = 1, \dots, 24$,

$s_{g,t}^+$ = start av block g i början av timme $t, g = 1, 2, 3, t = 1, \dots, 24$,

$u_{g,j,t}$ = driftstatus för block g , segment j , under timme t ,

$g = 1, 2, 3, j = 1, 2, t = 1, \dots, 24$.

Målfunktion

$$\text{maximera } \sum_{t=1}^{24} \sum_{g=1}^3 \left(\lambda_{g,t} (C_{g,t} u_{g,t} + G_{g,1,t} + G_{g,2,t}) - \beta_{g,t} u_{g,t} - \sum_{j=1}^2 \beta_{g,j} \bar{C}_{g,j,t} - C_{g,t}^+ s_{g,t}^+ \right) - \sum_{t=1}^{24} \lambda_t H_t.$$

Bvillkor

Lastbalans för ackumulatortanken:

$$M_{1,t} = M_{1,t-1} + \sum_{g=1}^3 (G_{g,t} u_{g,t} + G_{g,1,t} + G_{g,2,t}) + \eta_H H_t - D_p \quad t = 1, \dots, 24.$$

Samband mellan driftstatus och start:

$$u_{g,1,t} - u_{g,1,t-1} \leq s_{g,t}^+ \quad g = 1, 2, 3, t = 1, \dots, 24.$$

Maximal produktion i segmenten:

$$G_{g,j,t} \leq \bar{C}_{g,j} u_{g,j,t} \quad g = 1, 2, 3, j = 1, 2, t = 1, \dots, 24.$$

Minimal produktion i segment 1:

$$G_{g,j,t} \geq u_{g,t} \bar{C}_{g,j} \quad g = 1, 2, 3, t = 1, \dots, 24.$$

(Detta bivillkor innebär att segment 1 måste vara fullt utnyttjat om segment 2 används.)

Variabelgränser

$$0 \leq \bar{C}_{g,j,t} \leq \bar{C}_{t,j} \quad g = 1, 2, 3, j = 1, 2, t = 1, \dots, 24,$$

$$0 \leq H_t \leq \bar{H}, \quad t = 1, \dots, 24,$$

$$0 \leq M_t \leq \bar{M}, \quad t = 1, \dots, 23,$$

$$\bar{M}_{24} \leq M_{24} \leq \bar{M},$$

$$s_{g,t}^+ \in \{0, 1\}, \quad g = 1, 2, 3, t = 1, \dots, 24,$$

$$u_{g,j,t} \in \{0, 1\}, \quad g = 1, 2, 3, j = 1, 2, t = 1, \dots, 24.$$

Uppgift 9

a) Enligt uppgiften vill elbolaget studera om vindkraften kan utnyttjas effektivare om man kopplar ihop de lokala näten till ett gemensamt nät. En fördel med ett gemensamt nät är att om man har ett överskott av vindkraftproduktion på en ö så kan överskottet exporteras till de övriga öarna, vilket sänker produktionskostnaderna i systemet. Vi behöver alltså simulera hur investeringen påverkar ETOC. En annan fördel med att koppla ihop systemen är att man får bättre tillförlitlighet (lägre LOLP). Detta verkar inte vara av centralt intresse i det här fallet, men kan ändå lika gärna

ingå i simuleringresultaten.

Systemet kan förstås simuleras med Monte Carlo-metoder, men eftersom transmissionsförlossningarna är försämbara och kapaciteten på ledningarna inte sätter några gränser så går det lika bra att simulera även det gemensamma nätet med stokastisk produktionskostnadssimulering. För att undvika den ofrånkomliga osäkerheten då man skattar systemindex med en Monte Carlo-simulering väljer vi här att använda stokastisk produktionskostnadssimulering. Studien genomförs då på följande sätt:

1. Använd stokastisk produktionskostnadssimulering för att beräkna *ETOC* och *LOLP* för vart och ett av de lokala elsystemen.
 2. Beräkna den förväntade driftkostnaden för hela systemet (före investeringen i nya transmissionsförbindelser) genom att summera *ETOC* för de lokala systemen.
 3. Om man antar att effektkostnad i de lokala systemen är oberoende händelser (detta är en viss förenkling, eftersom belastningen på de lokala systemen förmodligen följer ungefär samma mönster) kan man beräkna risken för effektkostnad i hela systemet genom att studera sannolikheten att man inte har effektkostnad i något lokalt system (jfr exempel 6.3 i kompendiet).
 4. Använd stokastisk produktionskostnadssimulering för att beräkna *ETOC* och *LOLP* för det sammankopplade elsystemet.
- b)** I det här fallet är syftet med studien att studera hur förstärkt transmissionskapacitet mellan norr och söder påverkar driftkostnaderna, tillförlitligheten (att tillförlitligheten har betydelse antyder av att ett skäl till att välja en HVDC-förbindelse är att man skulle få ökad styrbarhet i systemet) och elpriserna (eftersom dessa har varit föremål för klagomål). För att studera dessa frågor behöver vi uppenbarligen ta hänsyn till den begränsade överföringskapaciteten, överföringsförlossningarna och den förbättrade styrbarheten. Detta kräver en mer avancerad modell än den som används i stokastisk produktionskostnadssimulering och vi är således tvungna att använda Monte Carlo-simulering. Eftersom det handlar om ganska små skillnader och sällsynta händelser bör vi dessutom använda de tre variansreduceringsteknikerna slumpstalskomplement, kontrollvariabler och stratifierad sampling. Studien genomförs då på följande sätt:
1. Använd stokastisk produktionskostnadssimulering för att simulera systemet före och efter investeringen i utökad transmissionskapacitet. Dessa simuleringar ger oss väntevärdena på kontrollvariablerna.
 2. Formulera en avancerad elmarknadsmodell som tar hänsyn till överföringskapacitet, överföringsförlossning och styrbarhet. Definiera ett lämpligt stratumträd för denna modell.
 3. Genomför Monte Carlo-simuleringar av systemet före och efter investeringen i utökad transmissionskapacitet.
 4. Jämför *ETOC*, *LOLP* och elpriser före respektive efter investeringen i nya transmissionsförbindelser. Är kostnadsbesparningarna tillräckligt stora för att göra investeringen lönsam? Om inte, är de sammanlagda effekterna (lägre driftkostnad, högre tillförlitlighet och jämnare elpriser) tillräckliga för att motivera investeringen?