

BESLUIT VAN DE TOEZICHTHOUDENDE AUTORITEIT VAN DE EVA

Nr. 258/13/COL

van 19 juni 2013

ter afsluiting van de formele onderzoekprocedure inzake de verkoop van het recht van de gemeente Narvik op concessiestroom aan Narvik Energi AS („NEAS”) (Noorwegen)

DE TOEZICHTHOUDENDE AUTORITEIT VAN DE EVA (hierna „de Autoriteit” genoemd),

GEZIEN de Overeenkomst betreffende de Europese Economische Ruimte (hierna „de EER-Overeenkomst” genoemd), en met name de artikelen 61 tot en met 63 en Protocol 26,

GEZIEN de Overeenkomst tussen de EVA-Statens betreffende de oprichting van een Toezichthoudende Autoriteit en een Hof van Justitie (hierna „de Toezichtovereenkomst” genoemd), en met name artikel 24,

GEZIEN Protocol 3 bij de Toezichtovereenkomst (hierna „Protocol 3” genoemd), en met name artikel 7, lid 2, en artikel 13, lid 1, van deel II,

NA de belanghebbenden overeenkomstig de genoemde artikelen te hebben aangemaand hun opmerkingen te maken ⁽¹⁾, en gezien deze opmerkingen,

Overwegende hetgeen volgt:

I. FEITEN

1. De procedure

- (1) Bij schrijven van 7 januari 2009 werd een klacht ingediend tegen de gemeente Narvik („Narvik”) inzake de verkoop van haar recht op concessiestroom aan Narvik Energi AS („NEAS”). De brief werd op 14 januari 2009 door de Autoriteit ontvangen en geregistreerd ⁽²⁾. Bij schrijven van 16 juli 2009 ⁽³⁾ heeft de Autoriteit de Noorse autoriteiten om informatie verzocht. Bij schrijven van 2 oktober 2009 ⁽⁴⁾ reageerden de Noorse autoriteiten op het verzoek om informatie.
- (2) Op 14 december 2011 leidde de Autoriteit de procedure van artikel 1, lid 2, van deel I van Protocol 3 bij de Toezichtovereenkomst in door Besluit nr. 393/11/COL vast te stellen (hierna „besluit nr. 393/11/COL” genoemd). Bij schrijven van 23 februari 2012 ⁽⁵⁾ maakten de Noorse autoriteiten opmerkingen over het besluit.

⁽¹⁾ PB C 121 van 26.4.2012, blz. 25, en EER-Supplement nr. 23 van 26.4.2012, blz. 1.

⁽²⁾ Feit nr. 504391.

⁽³⁾ Feit nr. 519710.

⁽⁴⁾ Feiten nrs. 532247-532256.

⁽⁵⁾ Feit nr. 626050.

- (3) Op 26 april 2012 werd het besluit bekendgemaakt in het *Publicatieblad van de Europese Unie* en in het EER-supplement daarop ⁽⁶⁾. Bij e-mail van 25 mei 2012 ⁽⁷⁾ ontving de Autoriteit opmerkingen van een belanghebbende. Bij e-mail van 28 juni 2012 ⁽⁸⁾ stuurde de Autoriteit deze opmerkingen door naar de Noorse autoriteiten. Bij schrijven van 30 november 2012 ⁽⁹⁾ verstrekten de Noorse autoriteiten aanvullende informatie.

2. De klacht

- (4) De klager beweert dat Narvik, door met NEAS een contract te sluiten inzake de verkoop van 128 GWh aan concessiestroom per jaar gedurende een periode van 50,5 jaar, zijn recht om concessiestroom te kopen tegen een aanzienlijk lagere prijs dan de marktprijs heeft verkocht, en dat Narvik daarmee onwettige staatssteun aan NEAS heeft verleend.

- (5) De klager beweert voorts dat de gemeenteraad van Narvik het besluit om het contract te sluiten heeft genomen op basis van onjuiste en/of onvolledige informatie. Vermeende rapporten van deskundigen die kritisch waren over de duur van het contract en het inherente probleem van het vaststellen van een marktprijs voor elektriciteit zouden niet aan de gemeenteraad bekend zijn gemaakt alvorens deze besloot het contract aan te gaan.

3. De Noorse regeling betreffende concessiestroom

- (6) In Noorwegen is doorgaans een concessie vereist om grote waterkrachtcentrales te exploiteren. De centrales die beschikken over een concessie voor de exploitatie van watervallen zijn verplicht om een bepaald volume van hun jaarlijkse productie te verkopen aan de gemeente waarin zij gelegen zijn. Het volume aan elektriciteit dat de gemeente gerechtigd is te kopen, wordt concessiestroom genoemd. Dit systeem is vastgelegd in paragraaf 2, lid 12, van de vergunningwet voor industriële installaties ⁽¹⁰⁾ en paragraaf 12, lid 15, van de wet betreffende de watervallenverordening ⁽¹¹⁾.

⁽⁶⁾ Zie voetnoot 1.

⁽⁷⁾ Feit nr. 635920.

⁽⁸⁾ Feit nr. 639486.

⁽⁹⁾ Feiten nrs. 655297-655305.

⁽¹⁰⁾ 1917.12.14 nr. 16, Lov om erverv av vannfall mv. (industriksesjonsloven) („de vergunningwet voor industriële installaties”).

⁽¹¹⁾ 1917.12.14 nr. 17, Lov om vassdragsreguleringer (vassdragsreguleringsloven) („de wet betreffende de watervallenverordening”).

- (7) De grondgedachte van de wetgeving is dat de gemeenten verzekerd moeten zijn van voldoende stroom tegen een redelijke prijs, dus het volume van de concessiestroom wordt bepaald op basis van de algemene stroombehoeften van de afzonderlijke gemeenten ⁽¹²⁾ en kan maximaal tien procent van de jaarlijkse productie van een centrale bedragen. Er zijn echter geen beperkingen opgelegd aan de exploitatie van concessiestroom door gemeenten. De gemeenten kunnen deze stroom dus naar eigen inzicht gebruiken, verkopen of anderszins aanwenden.
- (8) Het recht houdt niet in dat de gemeenten verplicht zijn om concessiestroom te kopen. Voor concessies van vóór 1983 geldt doorgaans het voorbehoud dat een gemeente haar recht op concessiestroom voor de toekomst verliest wanneer zij eenmaal heeft besloten haar recht op concessiestroom niet uit te oefenen.
- (9) De wetgeving beschrijft twee prijsbepalingsregelingen voor concessiestroom; één voor concessies die vóór 10 april 1959 zijn verleend, en het andere voor concessies verleend op of na 10 april 1959.
- (10) Voor concessies die zijn verleend vóór 10 april 1959, wordt de prijs van de concessiestroom berekend als een functie van de kostprijs van de betreffende elektriciteitscentrale, vermeerderd met een opslag van 20 %. Dit model wordt nog steeds toegepast op concessies die vóór 10 april 1959 werden verleend, en wordt hierna het „kostprijsmodel” genoemd. Concessiestroom die overeenkomstig dit prijsmodel wordt verkocht, wordt hierna „concessiestroom tegen kostprijs” genoemd.
- (11) Voor concessies die zijn verleend op of na 10 april 1959 wordt de prijs van de concessiestroom vastgesteld door het Ministerie van Energie en Aardolie op basis van de gemiddelde kosten voor een representatieve steekproef van hydro-elektriciteitscentrales in het land. Dit prijsmodel wordt hierna het „ministerieprijsmodel” genoemd. Concessiestroom die overeenkomstig dit model wordt verkocht, wordt hierna „concessiestroom tegen ministerieprijs” genoemd.
- (12) De vergunningenwet voor industriële installaties bepaalt dat het recht van gemeenten op concessiestroom twintig jaar nadat de concessie werd verleend, door het Noorse Directoraat Waterbronnen en Energie (Norwegian Water Resources and Energy Directorate, „NVE”) kan worden herzien ⁽¹³⁾. De Noorse autoriteiten hebben uitgelegd dat het herzieningsproces weliswaar kan leiden tot een betere afstemming van het volume van de concessiestroom door het NVE, maar dat het niet kan resulteren in substantiële wijzigingen in het recht van de gemeente

op concessiestroom. De meeste rechten op concessiestroom van Narvik moeten in 2019 worden herzien.

- (13) De gemeenten dragen de kosten van het leveren van de concessiestroom aan het netwerk.

4. De concessiestroom van Narvik

- (14) Per jaar heeft Narvik recht op in totaal circa 128 GWh aan concessiestroom, waarvan circa 116,3 GWh volgens de ministerieprijsmethode en de resterende circa 11,7 GWh volgens de kostprijsmethode is geprijsd. De Noorse autoriteiten hebben verklaard dat de ministerieprijs in 2000 circa 0,10 NOK bedroeg en dat de relevante kostprijs voor Håkvik en Nygård in 2000 tussen de 0,14 NOK en 0,178 NOK lag.

Eigenaar centrale op moment van transactie	Centrale	Circa GWh/jaar	Prijsmethode
NEAS	Håkvik en Nygård	11,7	Kostprijs
NEAS	Taraldsvik	1,0	Ministerieprijs
Nordkraft	Sildvik	20,9	Ministerieprijs
Statkraft	Skjomen, Båtsvann en Norddalen	94,4	Ministerieprijs

5. Narvik Energi AS („NEAS”)

- (15) NEAS is gevestigd in de gemeente Narvik in de provincie Nordland, en produceert en verkoopt elektriciteit. Tot 2001 was NEAS voor honderd procent eigendom van de gemeente Narvik. In 2001 verkocht Narvik 49,99 % van zijn aandelen aan twee elektriciteitsmaatschappijen, Vesterålskraft AS en Hålogalandskraft AS.
- (16) Na een fusie in 2006 en een naamswijziging in 2009, maakt NEAS nu deel uit van de onderneming Nordkraft AS („Nordkraft”).

6. Gebeurtenissen voorafgaand aan de verkoop van de concessiestroom

- (17) Tot eind 1998 verkocht de gemeente Narvik zijn jaarlijkse recht op circa 128 GWh aan concessiestroom aan NEAS op basis van kortlopende of langer lopende contracten. Begin 1999 slaagde Narvik er evenwel niet in om met NEAS tot overeenstemming te komen, en verkocht de gemeente haar concessiestroom op een elektriciteitsbeurs tegen locoprijzen.

⁽¹²⁾ Paragraaf 2, lid 12, sub 1, van de vergunningenwet voor industriële installaties.

⁽¹³⁾ Paragraaf 2, lid 12, sub 7, van de vergunningenwet voor industriële installaties.

- (18) In maart 1999 organiseerde de gemeente een biedprocedure voor de verkoop van haar concessiestroom voor het resterende deel van 1999. Op 30 maart 1999 sloot Narvik een contract met de hoogste bieder, Kraftinor AS. De prijs was 109,50 NOK per MWh. Omdat Narvik voor de concessiestroom 111,10 NOK per MWh plus 20 NOK leveringskosten per MWh betaalde, leed Narvik een verlies van circa 2,3 miljoen NOK op dit contract. Narvik had aanvankelijk gerekend op een opbrengst van 3,5 miljoen NOK.
- (19) Op 19 oktober 1999 gaf het uitvoerend college van de gemeenteraad (hierna „uitvoerend college” genoemd) de gemeenteraad het advies dat het algemene doel dat de gemeente met de concessiestroom diende na te streven de maximalisatie van de opbrengst over een lange periode moest zijn, teneinde een stabiele planningshorizon te krijgen. De voorgestelde strategie voor het bereiken van dit doel omvatte vier elementen:
- 1) de concessiestroom wordt verkocht aan de hoogste bieder op basis van langlopende contracten met een vaste opbrengst, maar met aanpassingsclausules die extra opbrengsten genereren als de prijzen in de contractperiode aanzienlijk hoger zijn dan de geraamde prijzen;
 - 2) de concessiestroom wordt verkocht op basis van verschillende contracten met verschillende looptijd om het risico te spreiden;
 - 3) aan de burgemeester wordt volmacht verleend om overeenkomsten te sluiten conform de strategie waartoe de gemeenteraad besluit; en
 - 4) de inkomsten uit de verkoop van de concessiestroom worden gedeponereerd in een fonds dat zal worden aangewend overeenkomstig de besluiten van de gemeenteraad.
- (20) De gemeenteraad bekrachtigde het advies van het uitvoerend college met één wijziging, die door de burgemeester werd voorgesteld en als amendement op de strategie werd bekrachtigd: in plaats van dat aan de burgemeester expliciet „volmacht wordt verleend om overeenkomsten te sluiten conform de strategie waartoe de gemeenteraad besluit”, luidde het definitieve besluit dat „als eerste stap in de uitvoering van deze strategie wordt NEAS uitgenodigd om zijn belang in de zaak zoals beschreven in zijn brief aan de gemeente van 9 november te bespreken”.
- (21) In een brief van NEAS van 9 november 1999 werden vraagtekens geplaatst bij de voorgestelde strategie om de concessiestroom te verkopen op basis van verschillende contracten met verschillende looptijd om het risico te spreiden. NEAS stelde voor om, in plaats daarvan, één contract voor een lange periode („bijvoorbeeld voor vijftig jaar”) te sluiten en stond open voor het opnemen van een prijsaanpassingsclausule in het contract met Narvik.
- (22) In een brief van 15 april 1999 uitte NEAS ook belangstelling voor het aangaan van een langlopend contract betreffende de concessiestroom, in de eerste plaats door middel van een aankoop met een vooraf te betalen bedrag ineens, of anders als een langlopend leasecontract – aanvankelijk werd zestig jaar voorgesteld – met jaarlijkse betalingen aan Narvik.
- (23) Behalve over de kwestie van de concessiestroom werden ook besprekingen gevoerd over de toekomstige rol van NEAS in de markt, en over de rol van Narvik als de eigenaar van NEAS.
- (24) Volgens de Noorse autoriteiten nam NEAS in die tijd van een uitgebreide regionale consolidatie onder elektriciteitsbedrijven waar evenals de komst van nationale/internationale marktdeelnemers op lokale markten. NEAS moest zijn eigenvermogensbasis versterken om aandelen in andere elektriciteitsbedrijven, in het bijzonder Nordkraft AS, aan te kopen. NEAS had ook intentieverklaringen met Hålogaland Kraft AS en Vesterålskraft AS ondertekend om een regionaal productiebedrijf en een regionaal energietransportbedrijf op te richten. Deze veranderingen zouden volgens de planning op 1 januari 2001 in werking treden. Wilde NEAS deze transacties kunnen voltooien met een combinatie van eigen vermogen en geleend kapitaal, dan diende Narvik – de enige eigenaar van NEAS – het eigen vermogen van NEAS aan te vullen.
- (25) In de vergadering van de gemeenteraad van 16 december 1999 werd besloten dat het eigendomsaandeel van de gemeente in NEAS, de kapitaalbehoeften van het bedrijf en de behandeling van de concessiestroom gezamenlijk dienden te worden beoordeeld door een onderhandelingssteam bestaande uit de burgemeester, de locoburgemeester, de leider van de oppositie, alsmede de directeur, de plaatsvervangend directeur en het hoofd aanbestedingen van het gemeentebestuur (hierna „het onderhandelingssteam” genoemd).

7. Externe beoordelingen

- (26) NEAS gaf opdracht tot twee rapporten van Arthur Andersen (hierna „AA” genoemd) en Deloitte & Touche (hierna „DT” genoemd) om de waarde van de concessiestroom tegen ministerieprijs te bepalen. Het AA-rapport past een methode op basis van de netto contante waarde („NCW”) toe, maar bevat geen uitvoerige beschrijving van de onderliggende veronderstellingen. Het DT-rapport gebruikt ook een NCW-methodologie, maar gaat, anders dan het AA-rapport, nader in op de relevante veronderstellingen en berekeningen. Zo licht het DT-rapport uitvoerig toe hoe het vereiste rendement wordt vastgesteld op basis van het evaluatiemodel voor financiële activa (*capital asset pricing model* of „CAPM”) en hoe de gewogen gemiddelde kapitaalkostenvoet (*weighted average cost of capital* of „WACC”) wordt bepaald. De analyse bevat ook een gedetailleerde beschrijving van de berekening van de concessieprijs en bevat een gevoeligheidsanalyse op basis van incrementele wijzigingen van zowel de elektriciteitsprijs als de WACC.

- (27) Narvik gaf opdracht tot twee rapporten van Danske Securities (hierna „DS1” en „DS2” genoemd). Danske Securities kreeg voor het eerste rapport, DS1, opdracht te beoordelen of de gemeente al dan niet haar recht op concessiestroom op de markt moest verkopen of moest overdragen aan NEAS. In DS1 gaf Danske Securities op eigen initiatief een raming van de waarde van het recht op concessiestroom voor een periode van vijftig jaar. Danske Securities vermeldde niet alleen de aannamen die werden gemaakt met betrekking tot de toekomstige ontwikkelingen van de elektriciteitsprijzen, maar gaf ook beperkte informatie over de wijze waarop de waarde van het recht op concessiestroom werd berekend.
- (28) Voor DS2 vroeg Danske Securities aan drie marktdeelnemers om prijs- en kostenprognoses, en wel aan: CBF Kraftmebling AS („CBF”), Norwegian Energy Brokers AS („NEB”) en Statkraft SF („Statkraft”). Op basis van deze

prognoses raamde Danske Securities de marktwaarde van het recht op concessiestroom. De prognoses van CBF leidden tot een raming van 127 miljoen NOK voor het basisscenario. De prognoses van NEB resulteerden in een raming van 75 miljoen NOK voor het basisscenario. Omdat NEB zijn prijs- en kostenprognoses niet had gecorrigeerd voor inflatie, benadrukte Danske Securities dat het de prognoses van NEB niet geloofwaardig achtte. De prognoses van Statkraft leidden tot een raming van 115 tot 140 miljoen NOK. Op basis van deze drie taxaties concludeerde Danske Securities dat de geraamde NCW van het recht op concessiestroom rond de 100 tot 140 miljoen NOK bedroeg.

- (29) De vier rapporten worden in de onderstaande tabel samengevat. Hierna worden deze rapporten tezamen „de vier rapporten” genoemd.

Rapport	Auteur rapport	Datum rapport	Opdrachtgever rapport	Beoordeeld volume aan concessiestroom (in GWh) ⁽¹⁾	Periode (in jaren)	Geschatte NCW (in miljoen NOK)
AA	Arthur Andersen	20.5.1999	NEAS	115,3	50	71,4-117,4 ⁽²⁾
DS1	Danske Securities	14.2.2000	Narvik	116,3	50	80-145
DS2	Danske Securities	23.2.2000	Narvik	116,3	50	100-140
DT	Deloitte & Touche	3.5.2000	NEAS	116,3	50,5	110-130

⁽¹⁾ De rapporten DS1, DS2 en DT lijken betrekking te hebben op de concessiestroom tegen ministerieprijs die door Taraldsvik, Sildvik, Skjomen, Båtsvann en Norddalen wordt geproduceerd. Hoewel het DS2-rapport niet expliciet de hoeveelheid beoordeelde concessiestroom vermeldt, wijst niets erop dat het niet dezelfde hoeveelheid betreft als in het DS1-rapport. Het AA-rapport betreft de productie van dezelfde centrales, met uitzondering van Taraldsvik.

⁽²⁾ Met een basisscenariowaarde van 87,7 miljoen NOK.

8. Interne beoordelingen

- (30) Naast het externe advies dat werd ingewonnen, maakte het hoofd aanbestedingen van de gemeente Narvik ook eigen beoordelingen.
- (31) In de eerste beoordeling, die in oktober 1999 aan het uitvoerend college werd gepresenteerd, concludeerde hij dat het totale risico voor de gemeente hoog was voor langetermijncontracten, waaronder contracten met een looptijd van tien tot veertig jaar werden verstaan.
- (32) In zijn tweede beoordeling, die op 16 maart 2000 aan het onderhandelingsteam werd gepresenteerd, werden diverse opties voor de behandeling van de concessiestroom besproken. Intussen had het onderhandelingsteam zijn mandaat echter beperkt tot uitsluitend het beoordelen van de risico's, de tijd tot afrekening, de fiscale gevolgen en winstmaximalisatie voor drie scenario's (waarin Narvik in alle drie de gevallen het recht op concessiestroom voor een periode van vijftig jaar overdroeg aan NEAS en zijn aandeel in de eigendom van NEAS verkleinde). Desondanks bleef het hoofd aanbesteding zich in deze tweede beoordeling concentreren op het belang van de

looptijd van het contract. Zijn beoordeling van de marginale waarde van het recht op de concessiestroom in de loop van de tijd was dat „...het sluiten van een contract met een zeer lange looptijd, bijvoorbeeld vijftig jaar, voor ons als verkopers heel weinig toegevoegde waarde heeft vergeleken met een korter contract (bijvoorbeeld voor twintig jaar en 83 miljoen NOK)”.

- (33) Na interne discussies over de voor- en nadelen van een langlopend contract bracht het onderhandelingsteam advies uit aan de gemeenteraad, waarin het een contract met een looptijd van 50,5 jaar aanbeval als gepast om het risico van de gemeente te beperken en een lange planningshorizon te verkrijgen.

9. De verkoop van de concessiestroom

- (34) NEAS had als enig doel 116,3 GWh concessiestroom tegen ministerieprijs te kopen. In de onderhandelingen met het bedrijf stond de gemeente Narvik er echter op dat haar recht op concessiestroom in zijn geheel werd gekocht en dat de 11,7 GWh aan concessiestroom tegen kostprijs daarom moest worden gecombineerd met de concessiestroom tegen ministerieprijs.

- (35) In mei 2000 kwamen de partijen uiteindelijk overeen dat de volledige 128 GWh aan concessiestroom onder de overeenkomst zou vallen en dat NEAS 120 miljoen NOK zou betalen voor de concessiestroom tegen ministerieprijs en 6 miljoen NOK voor de concessiestroom tegen kostprijs.
- (36) Op 25 mei 2000 besloot de gemeenteraad formeel dat de gemeente haar jaarlijkse recht op 128 GWh aan concessiestroom voor 50,5 jaar voor 126 miljoen NOK aan NEAS zou verkopen.
- (37) Op 16 oktober 2000 formaliseerden Narvik en NEAS de overeenkomst door het contract te ondertekenen waarin Narvik het recht op concessiestroom onder de hierboven beschreven voorwaarden verkocht. In het contract werd geen prijsaanpassingsmechanisme opgenomen, en de geldsom moest als bedrag ineens vooraf worden betaald.
- (38) Op 29 november 2000 ondertekenden Narvik en NEAS een aanvullende overeenkomst waarin NEAS zich verplichtte om Narvik voor de koop van het recht op concessiestroom een bedrag van 60 miljoen NOK in constanten te betalen en de resterende 66 miljoen NOK als kapitaalstorting in NEAS in te brengen (dat op dat moment volledig eigendom van de gemeente was).
- (42) De Noorse autoriteiten betogen dat als passende marktbenchmark voor de overeenkomst van 50,5 jaar de permanente verkoop van een elektriciteitscentrale moet worden gezien, en dat de door NEAS verkregen prijs, gecorrigeerd voor relevante verschillen, in overeenstemming was met de prijsniveaus voor de verkoop van elektriciteitscentrales in dezelfde periode.
- (43) Voor prijsgegevens over de verkoop van elektriciteitscentrales in 2000 verwijzen de Noorse autoriteiten naar een zogenoemde realtime beoordeling van de elektriciteitsmarkt voor het jaar 2000 die werd uitgevoerd door Pareto (de „Pareto Review”). Uit deze beoordeling blijkt dat de marktprijzen voor elektriciteitscentrales die in 2000 werden verkocht, uiteenliepen van 1,64 NOK tot 1,77 NOK/kWh jaarlijkse productiecapaciteit. De verkoop door Narvik van zijn recht op concessiestroom komt neer op een prijs van circa 1,00 NOK/kWh jaarlijkse productiecapaciteit. Volgens de Noorse autoriteiten kan het verschil tussen deze cijfers door de volgende factoren worden verklaard.
- (44) Op de eerste plaats bedroegen de gewone exploitatiekosten, met inbegrip van doorlopende herinvesteringen (zonder afschrijving) voor een nieuwere elektriciteitscentrale, in 2000 circa 0,05 NOK/kWh per jaar (plus leveringskosten). De verwachte doorlopende betaling van NEAS bestond uit twee delen: circa 0,10 NOK/kWh per jaar (plus leveringskosten) voor de concessiestroom tegen ministerieprijs en tussen de 0,14 NOK en 0,178 NOK/kWh per jaar (plus leveringskosten) voor de concessiestroom van vóór 10 april 1959 verleende concessies. In 2000 was de verwachte marktprijs circa 0,12 NOK/kWh. Het 2000-scenario zou dus leiden tot een nettowinst van 0,07 NOK/kWh voor de eigenaar van een centrale, vergeleken met 0,02 NOK winst per kWh op de concessiestroom. Op het moment dat het contract werd gesloten, was de geraamde prijs voor 2010 0,20 NOK. Op basis van deze raming zou het 2010-scenario dus leiden tot een nettowinst van 0,15 NOK/kWh voor de eigenaar van een centrale, vergeleken met 0,10 NOK/kWh op de concessiestroom.

10. Verkoop van aandelen NEAS

- (39) In 2001 droeg Narvik 49,99 % van haar aandelen in NEAS over aan Vesterålskraft AS en Hålogalandskraft AS.

11. Opmerkingen van de Noorse autoriteiten

- (40) De Noorse autoriteiten zijn van mening dat het contract met NEAS tegen marktvoorwaarden werd gesloten. Op de eerste plaats benadrukken zij dat de overeenkomst werd gesloten omdat de financiën van Narvik onder druk stonden en Narvik liquide kapitaal nodig had. Op de tweede plaats moest NEAS worden geherkapitaliseerd om het bedrijf te kunnen herstructureren met het oog op de oprichting van een grotere regionale onderneming. Tot slot had de gemeente, voordat het contract werd gesloten, concessiestroom met verlies verkocht, omdat de prijs van de concessiestroom hoger was dan de prijs die op de markt werd verkregen. Zo verloor Narvik 2,3 miljoen NOK op de verkoop van concessiestroom in de periode van april 1999 tot en met december 1999.
- (41) Wat betreft de kwestie van het regelgevingsrisico hebben de Noorse autoriteiten toegelicht dat NEAS alle risico draagt. Zij voeren aan dat dit risico eerder in een vermindering dan in een toename van de hoeveelheid concessiestroom besloten ligt, wat de kans dat er sprake is van steun verkleint.
- (45) Op de tweede plaats beweren de Noorse autoriteiten dat de prijzen voor de verkoop van de vijf elektriciteitscentrales uit de Pareto Review met circa 10 tot 15 % moeten worden verlaagd wanneer een kapitalisatiepercentage van 4 % wordt toegepast om het verschil tussen de kapitalisatie over een oneindige periode (kapitalisatiefactor 25) en over vijftig jaar (kapitalisatiefactor 21,48) te compenseren.
- (46) De Noorse autoriteiten voegen hier verder aan toe dat de eerste jaren de grootste gevolgen voor de NCW-berekening hebben en dat de hoge herinvesteringkosten die met eigendom gepaard gaan, zich doorgaans in een latere fase voordoen en daardoor slechts een gering verlagend effect op de NCW-berekening hebben.

- (47) Tegen deze achtergrond stellen de Noorse autoriteiten dat er een nauw verband is tussen enerzijds de verkoop van elektriciteitscentrales voor circa 1,64-1,77 NOK/kWh jaarlijkse productiecapaciteit en anderzijds de huur (de betaling voor toegang tot elektriciteit gedurende 50,5 jaar) van circa 1,00 NOK/kWh concessiestroom.
- (48) De Noorse autoriteiten betogen aldus dat uit een vergelijking waarin met deze factoren rekening wordt gehouden, blijkt dat de prijs die NEAS voor de concessiestroom betaalde, vergelijkbaar was met de prijs van elektriciteitscentrales die in dezelfde periode werden verkocht, en zij voegen eraan toe dat de conclusie over het prijsniveau wordt ondersteund door het DT-rapport en de twee DS-rapporten, die werden opgesteld voordat de overeenkomst over de concessiestroom voor een periode van 50,5 jaar werd gesloten.
- (49) Onder verwijzing naar de richtsnoeren van de Autoriteit betreffende staatssteunelementen bij de verkoop van gronden en gebouwen door openbare instanties (hierna „richtsnoeren grondverkoop” genoemd) ⁽¹⁴⁾, voeren de Noorse autoriteiten aan dat een openbare en onvoorwaardelijke aanbestedingsprocedure slechts één van de door de Autoriteit erkende methoden is om marktprijzen vast te stellen bij de verkoop van openbare activa. De Noorse autoriteiten benadrukken dat de Autoriteit in de richtsnoeren grondverkoop erkent dat een marktprijs zonder steun ook kan worden vastgesteld op basis van een taxatie door een onafhankelijk deskundige. De Noorse autoriteiten merken op dat het DT-rapport en de twee DS-rapporten werden uitgebracht voordat het contract voor 50,5 jaar werd gesloten. Het tweede DS-rapport bepaalde de waarde op basis van „direct marktonderzoek”, dat volgens de Noorse autoriteiten leidde tot een markttoets die vergelijkbaar was met een aanbestedingsprocedure. De Noorse autoriteiten verklaren ook dat de uiteindelijke prijs onder de bovengrens van de drie taxaties lag.
- (50) De Noorse autoriteiten betogen verder dat het gepast was om geen prijsaanpassingsclausule op te nemen omdat de koopprijs als bedrag ineens werd betaald en niet op doorlopende basis. De Noorse autoriteiten stellen dat het, gezien het feit dat het met de verkoop gemoeide bedrag vooraf werd voldaan – gedeeltelijk in contanten en gedeeltelijk als bijdrage in natura – net als bij de permanente verkoop van een elektriciteitscentrale, „onlogisch en zeer ongebruikelijk” zou zijn om een prijsaanpassingsmechanisme op te nemen. De Noorse autoriteiten stellen, op grond van het model van de bijdrage in natura, voorts dat een latere aanpassing waarschijnlijk onwettig zou zijn geweest volgens de bepalingen van de wet inzake vennootschappen met beperkte aansprakelijkheid ⁽¹⁵⁾.

12. Opmerkingen van derde partijen

- (51) Eén belanghebbende, NEAS (thans Nordkraft) heeft opmerkingen gemaakt met betrekking tot Besluit nr.

⁽¹⁴⁾ PB L 137 van 8.6.2000, blz. 28.

⁽¹⁵⁾ 1997.6.13 nr. 44, Lov om aksjelskaper (aksjeloven) („wet inzake vennootschappen met beperkte aansprakelijkheid”).

393/11/COL. NEAS onderschrijft over het algemeen de opvattingen van de Noorse autoriteiten.

II. BEOORDELING

1. De aanwezigheid van staatssteun

- (52) Artikel 61, lid 1, van de EER-Overeenkomst luidt als volgt:

„Behoudens de afwijkingen waarin deze Overeenkomst voorziet, zijn steunmaatregelen van de lidstaten van de EG, de EVA-Staten of in welke vorm ook met staatsmiddelen bekostigd, die de mededinging door begunstiging van bepaalde ondernemingen of bepaalde producties vervalsen of dreigen te vervalsen, onverenigbaar met de werking van deze Overeenkomst, voor zover deze steun het handelsverkeer tussen de overeenkomstsluitende partijen ongunstig beïnvloedt.”

- (53) Uit deze bepaling volgt dat een maatregel slechts staatssteun inhoudt indien hij de begunstigde een economisch voordeel verschafft. Hieronder onderzoekt de Autoriteit of er in het onderhavige geval sprake is van een dergelijk economisch voordeel.

2. Economisch voordeel

- (54) Het Hof van Justitie van de Europese Unie heeft geoordeeld dat, om te onderzoeken of een overheidsmaatregel als steun moet worden aangemerkt, dient te worden bepaald of de begunstigde onderneming een economisch voordeel ontvangt dat zij onder normale marktvoorwaarden niet zou hebben verkregen ⁽¹⁶⁾. Om de aanwezigheid van een economisch voordeel te beoordelen, past de Autoriteit het beginsel van de (hypothetische) particuliere investeerder in een markteconomie toe ⁽¹⁷⁾.
- (55) Als de transactie in kwestie heeft plaatsgevonden overeenkomstig het beginsel van de particuliere investeerder in een markteconomie, d.w.z. als de gemeente haar recht op concessiestroom heeft verkocht tegen de marktwaarde, en als de prijs en transactievoorwaarden aanvaardbaar waren geweest voor een voorzichtige particuliere investeerder in een markteconomie, verschafft de transactie NEAS geen economisch voordeel en is er dus geen sprake van het verlenen van staatssteun. Daarentegen kan er wel sprake zijn van staatssteun indien de transactie niet tegen de marktprijs plaatsvond.
- (56) Bij het maken van deze beoordeling kan de Autoriteit haar eigen oordeel niet in de plaats stellen van het zakelijke oordeel van Narvik, wat betekent dat de gemeente, als houder van het recht op concessiestroom, over een zekere vrijheid beschikt om te bepalen op welke wijze zij onder normale concurrentievoorwaarden te werk wil gaan.

⁽¹⁶⁾ Zaak C-39/94, *SFEI tegen La Poste*, Jurispr. 1996, blz. I-3547, punt 60.

⁽¹⁷⁾ Het beginsel van de particuliere investeerder in een markteconomie is uitvoeriger beschreven in de richtsnoeren van de Autoriteit voor de toepassing van de EER-regels inzake overheidssteun op staatsgaranties en op garanties verleend aan openbare bedrijven in de industriector (PB L 274 van 26.10.2000, blz. 29).

- (57) Een beoordeling van de prijs en de voorwaarden van het contract tussen de gemeente en NEAS moet berusten op de informatie waarover Narvik beschikte toen het contract werd gesloten. In het algemeen zou een weloverwogen oordeel vooraf voldoende zijn om de aanwezigheid van staatssteun uit te sluiten, ook indien de in de beoordeling gebruikte aannamen achteraf onjuist blijken te zijn.
- (58) Hieronder beoordeelt de Autoriteit daarom de vraag of Narvik als particuliere investeerder in een markteconomie heeft gehandeld toen zij een contract sloot waarin zij haar recht op concessiestroom verkocht.
- (59) De Autoriteit houdt rekening met de situatie waarin de transactie werd aangegaan. Uit de door de Noorse autoriteiten verstrekte informatie maakt de Autoriteit op dat de gemeente op het moment dat het contract werd gesloten, in een situatie verkeerde waarin zij zowel toegang tot liquide middelen nodig had (om aan haar betalingsverplichtingen te voldoen) als kapitaal nodig had om in NEAS te investeren. Er zij bovendien opgemerkt dat de wet inzake vennootschappen met beperkte aansprakelijkheid de mogelijkheid van opname van een prijsaanpassingsmechanisme in een contract beperkt wanneer een bijdrage in natura wordt verricht. In 1999, voordat de verkoopovereenkomst van 2000 werd gesloten, had Narvik bovendien verliezen geleden op de verkoop van concessiestroom. De gemeente had daarom besloten haar recht op concessiestroom voor langere tijd te verkopen en zich daarbij te houden aan de door haar geformuleerde strategie om het rendement van de concessiestroom te maximaliseren.
- (60) De Noorse autoriteiten hebben aangevoerd dat de Autoriteit de aanwezigheid van een voordeel moet kunnen uitsluiten door de beginselen van de richtsnoeren grondverkoop op de onderhavige zaak toe te passen. De Autoriteit merkt op dat de richtsnoeren weliswaar niet van toepassing zijn op de verkoop van rechten om concessiestroom te verkopen, maar dat zij wel twee methoden beschrijven waarmee openbare instanties normaliter een marktprijs kunnen bepalen voor de verkoop van publieke gronden en gebouwen en aldus kunnen waarborgen dat de verkoop geen staatssteun inhoudt. De eerste methode om een staatssteunelement uit te sluiten is verkoop middels een onvoorwaardelijke aanbestedingsprocedure. De tweede is de verkoop tegen een prijs die is vastgesteld door middel van een taxatie door een onafhankelijke deskundige in overeenstemming met algemeen aanvaarde taxatiecriteria.
- (61) De Autoriteit merkt op dat de verkoop van een actief via een onvoorwaardelijke biedprocedure normaliter het bestaan van een voordeel zal uitsluiten. Dat is in elk geval zo in werkelijk open procedures waarin er meer dan éénieder is⁽¹⁸⁾. Het recht van
- Narvik op concessiestroom werd echter niet verkocht via een onvoorwaardelijke aanbestedingsprocedure.
- (62) Aan de andere kant gaven Narvik en NEAS elk opdracht tot twee evaluaties door externe adviseurs, zoals beschreven in de overwegingen (26) tot en met (29) hierboven. Geen van de rapporten DS1, DS2 en AA bevat echter een gedegen uitleg aangaande de methode die werd gebruikt om de taxaties vast te stellen. Gezien het ontbreken van verdere toelichtingen, kan de Autoriteit niet beoordelen of de evaluaties van de marktwaarde hebben plaatsgevonden in overeenstemming met algemeen aanvaarde marktindicatoren en taxatiecriteria. De Autoriteit is daarom van mening dat de rapporten DS1, DS2 en AA slechts beperkt bruikbaar zijn om de waarde van het recht op concessiestroom te bepalen. Het DT-rapport bevat daarentegen wel een gedetailleerde toelichting op de verrichte taxaties. De resultaten van dit rapport kunnen dus worden getoetst en geverifieerd. De Autoriteit is daarom van oordeel dat het DT-rapport het meest geloofwaardige rapport is. Naar de mening van de Autoriteit versterkt het feit dat alle vier de rapporten vergelijkbare resultaten geven⁽¹⁹⁾, echter de resultaten van het DT-rapport en, naar men kan stellen, ook die van de andere drie rapporten.
- (63) De Autoriteit merkt op dat, hoewel een door een onafhankelijke taxateur vastgestelde prijs doorgaans kan worden geacht de aanwezigheid van een voordeel uit te sluiten bij de verkoop van gemakkelijk te taxeren algemene gronden of gebouwen die voorwerp van talrijke transacties zijn geweest, dit niet noodzakelijkerwijs opgaat voor gronden en gebouwen met uniekere kwaliteiten of wanneer de omstandigheden van de verkoop twijfels zouden kunnen doen rijzen over de vraag of de taxatie door een deskundige de werkelijke marktwaarde van het grondstuk weergeeft⁽²⁰⁾.
- (64) Zoals hieronder wordt toegelicht, zijn contracten voor de levering van stroom tegen een vaste prijs met een looptijd van meer dan zes jaar ongebruikelijk en komen deze

⁽¹⁸⁾ Vergelijk de richtsnoeren van de Autoriteit betreffende de toepassing van de regels inzake overheidssteun op vergoedingen voor het leveren van diensten van algemeen economisch belang (nog niet gepubliceerd in het PB, maar beschikbaar op de website van de Autoriteit: <http://www.eftasurv.int/state-aid/legal-framework/state-aid-guidelines/>), punt 68.

⁽¹⁹⁾ De koopprijs van 120 miljoen NOK die werd overeengekomen voor de 116,3 GWh concessiestroom tegen ministerieprijs, is gelijk aan de gemiddelde waarde van de bandbreedtes van de geraamde NCW die in het DT-rapport (110-130 miljoen NOK) en het DS2-rapport (100-140 miljoen NOK) worden vermeld. De prijs is bovendien hoger dan de gemiddelde waarde van de bandbreedte die in het DS1-rapport werd vermeld (80-145 miljoen NOK) en de prijs overstijgt de bandbreedte die is aangegeven in het AA-rapport (71,4-117,4 miljoen NOK voor 115,3 GWh concessiestroom tegen ministerieprijs).

⁽²⁰⁾ Een taxatie door een onafhankelijk deskundige die voldoet aan de toepasselijke criteria van de richtsnoeren grondverkoop, kan niet altijd worden beschouwd als een betrouwbare uitdrukking van de marktprijs van een grondstuk of een gebouw. Zie Besluit nr. 157/12/COL van de Autoriteit betreffende de verkoop van grond gnr 271/8 door de gemeente Oppdal (Noorwegen) (PB L 350 van 9.5.2012, blz. 109), hoofdstuk II, paragraaf 6.2.

weinig voor. Door het ontbreken van een markt waar vergelijkbare prijzen kunnen worden waargenomen, en door de volatiliteit van de elektriciteitsprijzen, is een taxatie door een deskundige minder geschikt als instrument om de marktprijs van een contract voor de levering van stroom tegen een vaste prijs en met een looptijd van 50,5 jaar vast te stellen ⁽²¹⁾.

- (65) Hoe dan ook herinnert de Autoriteit herinnert eraan dat de toets van de investeerder in een markteconomie, en niet de richtsnoeren grondverkoop (die de verkoop van publieke gronden en gebouwen betreffen), moet worden toegepast om te beoordelen of er in een door een openbare instantie gesloten stroomcontract sprake is van een voordeel dat een bepaalde onderneming „begunstigt”. Dat het algemene beginsel van een investeerder in een markteconomie van toepassing is op stroomcontracten met een lange looptijd, is feitelijk bevestigd door het Gerecht in de zaak *Budapesti Erőmű Zrt tegen Commissie*, waarin het Gerecht de door de Europese Commissie (hierna „de Commissie” genoemd) gekozen benadering goedkeurde in een zaak betreffende langlopende stroomcontracten die door de Hongaarse autoriteiten waren gesloten ⁽²²⁾.
- (66) In die zaak identificeerde de Commissie de belangrijkste praktijken van commerciële deelnemers op de Europese elektriciteitsmarkten die relevant waren voor de doeleinden van haar analyse, en beoordeelde zij of de overeenkomsten in de zaak in kwestie in overeenstemming waren met deze praktijken, of dat de contracten werden gesloten onder voorwaarden die niet aanvaardbaar zouden zijn geweest voor een marktdeelnemer die op puur commerciële gronden handelt ⁽²³⁾.
- (67) De Commissie constateerde dat op de Europese markt zelden stroomcontracten met een looptijd van meer dan zes jaar worden gesloten ⁽²⁴⁾. De informatie waarover de Autoriteit beschikt, bevestigt deze bevinding. Er zijn daardoor weinig of geen langlopende stroomcontracten waaraan de prijs van stroom die over een periode van 50,5 jaar wordt verkocht, kan worden getoetst.

⁽²¹⁾ De Autoriteit merkt verder op dat de vier rapporten geen raming bevatten van de waarde van de 11,3 GWh concessiestroom tegen kostprijs. De Autoriteit heeft evenmin een taxatie door een onafhankelijk deskundige ontvangen waarin de waarde van deze concessiestroom werd onderzocht. De Noorse autoriteiten hebben slechts toegelicht dat de prijs van 6 miljoen NOK voor deze concessiestroom werd overeengekomen door onderhandelingen tussen Narvik en NEAS. In deze omstandigheden kan de Autoriteit de verkoop van de 11,3 GWh concessiestroom tegen kostprijs niet volgens de beginselen van de richtsnoeren grondverkoop beoordelen. AA houdt bovendien geen rekening met de waarde van de stroomproductie (1 GWh) door Taraldsvik.

⁽²²⁾ Gevoegde zaken T-80/06 en T-182/09, *Budapesti Erőmű Zrt tegen Commissie* [nog niet gepubliceerd], punten 65-69.

⁽²³⁾ Gevoegde zaken T-80/06 en T-182/09, *Budapesti Erőmű Zrt tegen Commissie* [nog niet gepubliceerd], punten 68-69.

⁽²⁴⁾ Zie het besluit van de Commissie betreffende de door Hongarije toegekende steunmaatregel C 41/05 in het kader van de stroomafnameovereenkomsten (PB L 225 van 27.8.2009, blz. 53), overweging 200.

(68) Potentiële kopers en verkopers van elektriciteitscentrales moeten echter wel langetermijnramingen van toekomstige elektriciteitsprijzen maken. De Noorse autoriteiten hebben aangegeven dat zij de verkoop van het recht van Narvik op concessiestroom op deze basis op één lijn hebben gesteld met de verkoop van een waterkrachtcentrale. Om dit argument te ondersteunen hebben de Noorse autoriteiten de Autoriteit de Pareto Review verstrekt, die een overzicht geeft van vijf waterkrachtcentrales in Noorwegen die in 2000 werden verkocht.

(69) De Noorse autoriteiten stellen dat de verkoopprijzen de NCW van de verwachte kasstromen van het productievolume weerspiegelen, zowel in het geval van verkoop van een waterkrachtcentrale als in het geval van de verkoop van het recht op concessiestroom door Narvik. Net als Narvik en NEAS in dit geval, zal elke koper of verkoper van een waterkrachtcentrale de waarde van de centrale moeten ramen op basis van de verwachte productie-inkomsten minus de verwachte kosten, verdisconteerd met de toepasselijke disconteringsvoet voor de periode waarin de nieuwe eigenaar de waterkracht in kwestie kan exploiteren.

(70) De Noorse autoriteiten beweren dat de prijzen van de vijf waterkrachtcentrales die in de Pareto Review worden genoemd, gecorrigeerd voor bepaalde relevante factoren, vergelijkbaar zijn met de prijs die werd verkregen bij de verkoop van het recht van Narvik op concessiestroom. In dit verband neemt de Autoriteit nota van de door de Noorse autoriteiten genoemde correctiefactoren zoals toegelicht in hoofdstuk I in overweging (11) hierboven.

(71) Voor de vijf waterkrachtcentrales lag de verkoopprijs per kWh productiecapaciteit tussen 1,66 en 1,74 NOK. De permanente verkoop van een actief zal een hogere NCW van het actief opleveren dan de verkoop van het recht om gedurende 50,5 jaar concessiestroom te kopen, omdat het actief verondersteld wordt langer dan 50,5 jaar een positieve kasstroom te genereren. De Noorse autoriteiten zijn uitgegaan van een kapitalisatiepercentage van 4 %, wat leidt tot een neerwaartse aanpassing van de verkoopprijzen met circa 10-15 % om een permanente verkoop te kunnen vergelijken met een in de tijd beperkte verkoop van concessiestroom ⁽²⁵⁾.

(72) Het tweede verschil tussen een permanente verkoop en een verkoop van het recht om gedurende 50,5 jaar concessiestroom af te nemen, betreft de kostenbasis die in het NCW-model moet worden gebruikt: de totale productiekosten tegenover de concessieprijs. De Noorse autoriteiten hebben aangevoerd dat de typische exploitatiekosten, met inbegrip van herinvesteringen voor een nieuwere elektriciteitscentrale, circa 0,05 NOK/kWh beliepen, terwijl de ministerieprijs op dat moment circa 0,10 NOK/kWh was.

⁽²⁵⁾ Gegeven het kapitalisatiepercentage van 4 %, zou de werkelijke waardevermindering circa 14 % zijn.

- (73) Om te beoordelen of de prijzen voor de elektriciteitscentrales geschikte alternatieven voor de marktprijs van de betreffende concessiestroom zijn, moet elk element van de argumentatie nader worden onderzocht. De beoordeling van de Autoriteit is gebaseerd op informatie die door de Noorse autoriteiten werd verstrekt en op andere openbare informatie.
- (74) In de volgende analyse worden in alle berekeningen nominale cijfers gebruikt ⁽²⁶⁾.
- (75) Voor de vijf waterkrachtcentrales die in de Pareto Review werden genoemd, lag de verkoopprijs per kWh productiecapaciteit tussen 1,66 en 1,74 NOK. Uit een rapport dat werd gepubliceerd door het economisch adviesbureau Econ Pöyry en dat verkopen van elektriciteitscentrales tussen 1996 en 2005 analyseerde, blijkt dat de gemiddelde transactiewaarde in het jaar 2000 iets hoger was, circa 1,85 NOK. Volgens hetzelfde rapport werd in 1999 dezelfde geschatte prijs gehaald. De bandbreedte waarmee de prijsvergelijking moet worden gemaakt, blijkt dus iets hoger te liggen dan de bandbreedte in de Pareto Review. Omdat het Econ-rapport een hogere transactiewaarde noemt dan de Pareto Review, zal de Autoriteit in de verdere analyse een bandbreedte van 1,70 tot 1,80 NOK gebruiken.
- (76) De tweede factor waarmee rekening moet worden gehouden, is de wijze waarop de prijsniveaus van een permanente verkoop moeten worden aangepast om tot prijsniveaus van een in de tijd beperkte verkoop voor 50,5 jaar te komen. De Noorse autoriteiten hebben aangevoerd dat de juiste aanpassingsfactor 10-15 % is, uitgaande van een kapitalisatiepercentage van 4 %. De Autoriteit is tot de bevinding gekomen dat de keuze van het kapitalisatiepercentage nauw samenhangt met de keuze van de disconteringsvoet in het NCW-model. De nominale disconteringsvoet na belasting die in het DT-rapport werd gebruikt, was 6,8 %, terwijl in het AA-rapport 7 % werd gebruikt. Opgemerkt zij ook dat het NVE een percentage van 6,5 % hanteerde toen het projecten voor nieuwe waterkrachtcentrales beoordeelde ⁽²⁷⁾. Het kostprijsberekeningsmodel gebruikt een percentage van 6 % ⁽²⁸⁾. De Autoriteit is, in het licht van het bovenstaande, van mening dat de juiste disconteringsvoet, en dus het juiste kapitalisatiepercentage dat moet worden toegepast wanneer een permanente verkoop wordt vergeleken met een in tijd beperkte verkoop, ligt tussen 6 en 7 % nominaal na belasting. Op basis hiervan is de juiste aanpassing van de waarde van een permanente verkoop naar een verkoop voor 50,5 jaar niet 10-15 %, zoals de Noorse autoriteiten hebben gesteld, maar eerder 4-5 %.
- (77) De derde factor waarmee rekening moet worden gehouden, is de verwachte toekomstige marktprijs van elektriciteit. Zoals hierboven is toegelicht, is het voorspellen van de toekomstige stroomprijzen voor een periode van vijftig jaar of langer een uiterst moeilijke exercitie. In de hierboven genoemde taxatierapporten, in het bijzonder het AA-rapport en het DT-rapport, werd verwacht dat de marktprijs van elektriciteit gedurende een periode van tien tot twintig jaar gestaag zou stijgen, waarna de prijzen naar verwachting constant zouden blijven in reële termen (d.w.z. alleen een stijging met de verwachte inflatie) ⁽²⁹⁾. Hieruit blijkt dat op dat moment in de markt consensus bestond dat de toekomstige stroomprijzen op de lange termijn in reële termen constant zouden blijven en niet zouden blijven stijgen ⁽³⁰⁾. De Autoriteit gaat ervan uit dat diezelfde onzekerheid over de toekomstige stroomprijzen voor alle marktdeelnemers bestond, ook voor degenen die elektriciteitscentrales kochten of verkochten in dezelfde periode als waarin de verkoop van het recht op concessiestroom plaatsvond. Er is dus geen reden om te veronderstellen dat verschillende marktdeelnemers toegang hebben tot sterk verschillende informatie over ramingen van de marktprijs.
- (78) Wat de kosten betreft verwijst de door de Noorse autoriteiten gepresenteerde vergelijking naar een scenario waarin sprake is van een verschil in de kasuitgaven per kWh tussen een permanente verkoop en de verkoop van concessiestroom van 0,05 NOK bij een verwachte concessieprijs van circa 0,10 NOK en exploitatiekosten, met inbegrip van herinvesteringen, van circa 0,05 NOK.
- (79) Wat betreft de ministerieprijs voor concessiestroom, verwachtten de consultants die Narvik en NEAS adviseerden, dat de prijzen relatief constant zouden blijven in reële termen, wat betekent dat noch een aanzienlijke efficiëntieverhoging noch grote volatiliteit in de kostenbasis werd voorzien. In principe werd verwacht dat de ministerieprijs voor concessiestroom zou stijgen met de inflatie ⁽³¹⁾. Op basis van de beschikbare informatie is de Autoriteit van mening dat een voorzichtige investeerder dezelfde aannames zou hebben gemaakt, en zij gaat er daarom vanuit dat er in de verdere analyse geen grote veranderingen in de prijs van concessiestroom tegen kostprijs zouden zijn. Deze kosten vormen de relevante kasuitgaven bij de berekening van de waarde van de concessiestroom ⁽³²⁾.

⁽²⁶⁾ De nominale waarde is een economische waarde die wordt uitgedrukt in eenheden van een munteenheid in een gegeven jaar. De werkelijke waarde is daarentegen een aanpassing van de nominale waarde om effecten van algemene prijswijzigingen (inflatie) in de loop van de tijd weg te nemen.

⁽²⁷⁾ NVE-Handboek nr. 1 uit 2007, *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*, beschikbaar op de volgende URL: <http://www.nve.no/Global/Konsesjoner/Fjernvarme/handbok1-07.pdf>

⁽²⁸⁾ Cijfer afkomstig uit het volgende boek: Thor Falkanger en Kjell Haagensen, *Vassdrags- og energirett*, 2002, blz. 349.

⁽²⁹⁾ Zie het AA-rapport en de talrijke rapporten waarnaar daarin wordt verwezen.

⁽³⁰⁾ Zie bijvoorbeeld: Frode Kjærland, *Norsk vannkraft – „arvesølv solgt på billigsalg”?*, 2009, beschikbaar op de volgende URL: <http://www.magma.no/norsk-vannkraft-arvesoelv-solgt-paa-billigsalg>

⁽³¹⁾ Zie het DT-rapport, paragraaf 4.3.1.

⁽³²⁾ Afgezien van de leveringskosten, maar deze zullen gelijk zijn in het scenario van de verkoop van een elektriciteitscentrale en kunnen daarom in de analyse worden genegeerd.

- (80) Omdat er een aantal variabelen is die van invloed kunnen zijn op de hoogte van de kasuitgaven in de loop van de tijd, moet het cijfer van 0,05 NOK waarin exploitatie- en herinvesteringskosten zijn samengevoegd, worden beoordeeld op basis van zijn verschillende componenten.
- (81) Op de eerste plaats is het duidelijk dat een elektriciteitscentrale bepaalde algemene exploitatie- en onderhoudskosten zal hebben. Er wordt aangenomen dat de exploitatie- en onderhoudskosten van een waterkrachtcentrale in het algemeen relatief laag en constant zijn, in de orde van 0,02-0,05 NOK/kWh⁽³³⁾. Dit wordt ondersteund door de kostengegevens die worden gebruikt om de ministerieprijzen vast te stellen. In 2000 bedroeg de vergoeding voor exploitatie- en onderhoudskosten in dat model 0,267 NOK/kWh.
- (82) Ook andere kasuitgaven zijn relevant voor de berekening van de NCW. In de berekening van de ministerieprijzen van 2000 werd een vergoeding voor belastingen opgenomen van 0,021 NOK. De werkelijke belasting die op een bepaalde elektriciteitscentrale wordt geheven, hangt natuurlijk af van de winst, maar omdat de ministerieprijzen geacht wordt representatief te zijn voor de gemiddelde kosten van typische elektriciteitscentrales in Noorwegen, lijkt het redelijk om uit te gaan van belastingkosten van circa 0,02 NOK/kWh.
- (83) Het laatste deel van de kasuitgaven in de NCW is dat van de herinvesteringskosten, die sterk afhangen van het tijdstip en de omvang van de herinvesteringsbehoeften van de elektriciteitscentrale. De Autoriteit begrijpt dat de economische levensduur van een waterkrachtcentrale voor boekhoudkundige doeleinden veertig jaar is⁽³⁴⁾, maar dat de werkelijke levensduur langer kan zijn. De omvang van de herinvesteringen is in veel gevallen aanzienlijk, en daarom is de timing van de kasuitgaven van groot belang voor de berekeningen van de NCW, zoals ook de Noorse autoriteiten hebben aangevoerd. Als de herinvestering vroeg in de berekeningsperiode plaatsvindt, is de daling van de NCW aanzienlijk groter dan wanneer de herinvestering later in de berekeningsperiode plaatsvindt. De Noorse autoriteiten hebben de Autoriteit echter niet de informatie over de herinvesteringsbehoeften van de in 1999 en 2000 verkochte waterkrachtcentrales verstrekt die zij als basis voor hun berekening gebruiken. De Autoriteit merkt op dat deze informatie waarschijnlijk niet gemakkelijk beschikbaar of verkrijgbaar is door de ouderdom en het vermoedelijk commercieel gevoelige karakter van de informatie.
- (84) Wat betreft de aanpassing van de prijzen voor de waterkrachtcentrales in kwestie in verband met de twee bovengenoemde verschillen, de tijdsperiode en de kostenbasis, beweren de Noorse autoriteiten dat de bandbreedte voor de prijs van 1,66-1,74 NOK/kWh vergelijkbaar is met de

prijs van circa 1,00 NOK/kWh die voor de concessiestroom werd verkregen⁽³⁵⁾. Zoals hierboven is uitgelegd, blijkt uit de informatie waarover de Autoriteit beschikt, dat de gemiddelde transactiewaarde voor 1999 en 2000 iets boven deze bandbreedte lag (circa 1,85 NOK). De Autoriteit zal daarom de door Narvik verkregen prijs van 1,00 NOK vergelijken met een bandbreedte van 1,70 tot 1,80 NOK/kWh.

- (85) De eerste aanpassing is dan het vergelijkbaar maken van de prijzen van permanente verkopen met die van een contract voor 50,5 jaar. De Autoriteit heeft een kapitalisatiepercentage van 6 % gebruikt, wat de waarden van permanente verkopen met circa 5,5 % verlaagt. De vergelijkbare bandbreedte van de prijzen verkregen in verkopen van elektriciteitscentrales is zodoende 1,61-1,70 NOK. Om te voldoen aan de toets van de investeerder in een markteconomie en steun uit te sluiten, zou het verschil in de netto kasstromen van 0,61-0,70 NOK/kWh tussen de prijzen voor concessiestroom en de exploitatiekosten van een elektriciteitscentrale het verschil moeten verklaren.
- (86) De ramingen van de totale exploitatiekosten liggen, zoals hierboven is gezegd, binnen de bandbreedte van 0,02 tot 0,05 NOK/kWh, vermeerderd met een geraamde 0,02 NOK/kWh aan belastingen, wat gelijk is aan 0,04-0,07 NOK/kWh. Er moet bovendien rekening worden gehouden met herinvesteringen, waarvan het financiële effect afhangt van het tijdstip en de omvang van de herinvesteringen en dus moeilijk te kwantificeren is.
- (87) Dit in aanmerking nemende, heeft de Autoriteit een gevoeligheidsanalyse voor de verkoop van de 128 GWh⁽³⁶⁾ concessiestroom over de periode van 50,5 jaar uitgevoerd. De Autoriteit heeft verschillende combinaties van kosten en disconteringsvoeten getoetst met nominale disconteringsvoeten na belasting variërend van 5,5 % tot 7,5 % en met totale exploitatiekosten variërend van 0,05 NOK tot 0,09 NOK/kWh, zoals aanschouwelijk wordt gemaakt in onderstaande tabel.

Gevoeligheidsanalyse		Disconteringsvoet				
		5,5 %	6 %	6,5 %	7 %	7,5 %
Exploitatiekosten	0,05	1,60	1,46	1,34	1,23	1,14
	0,06	1,34	1,23	1,12	1,04	0,96
	0,07	1,09	0,99	0,91	0,84	0,78
	0,08	0,83	0,76	0,70	0,64	0,59
	0,09	0,58	0,53	0,48	0,45	0,41

⁽³³⁾ NVE-Handboek nr. 1 uit 2007, paragraaf 4.2.3, en Sweco Grøner-rapport nr. 154650-2007.1, geciteerd in Ot.prp. nr. 107 (2008-2009), paragraaf 4.4, tabel 4.2, beschikbaar op de volgende URL: <http://www.regjeringen.no/nn/dep/oen/dokument/proposisjonar-ogmeldingar/odelstingsproposisjonar/-2008-2009/otprp-nr-107-2008-2009-4/4.html?id=569864>

⁽³⁴⁾ NVE-Handboek nr. 1 uit 2007, paragraaf 4.2.2, ref. 2.2.

⁽³⁵⁾ Dit is de verkoopprijs van 126 miljoen NOK gedeeld door 128 GWh aan jaarlijkse concessiestroom.

⁽³⁶⁾ De Autoriteit heeft 0,10 NOK als ministerieprijzen gebruikt en voor de eenvoud 0,15 NOK als kostprijs. Zie overweging (14) hierboven.

(88) De resultaten liggen onder de bandbreedte van 0,61 NOK tot 0,70 NOK wanneer de exploitatiekosten 0,09 NOK zijn en de disconteringsvoet tussen 5,5 % en 7,5 % ligt, of wanneer de exploitatiekosten 0,08 NOK zijn en de disconteringsvoet 7,5 % of hoger is. In deze scenario's is het verschil tussen de prijs van de concessiestroom en de exploitatiekosten zo klein dat het, wanneer de NCW van het verschil wordt berekend, niet het verschil in de hogere prijzen verklaart die worden verkregen bij de permanente verkoop van waterkrachtcentrales. Dit is echter uitsluitend het geval indien de exploitatiekosten, inclusief herinvesteringskosten, 60 tot 80 % hoger zijn dan de kostenramingen die door de Noorse autoriteiten zijn ingediend.

3. Conclusie en samenvatting

(89) De Autoriteit heeft op basis van de door de Noorse autoriteiten verstrekte informatie de vraag beoordeeld of de overeenkomst van Narvik met NEAS laatstgenoemde heeft begunstigd. De Autoriteit heeft geconstateerd dat de vier taxaties door deskundigen van beperkte waarde waren. De ontwikkeling van toekomstige elektriciteitsprijzen over langere tijd is omgeven met talrijke onzekerheden. Langlopende stroomcontracten zonder prijsaanpassingsclausule zijn ongebruikelijk.

(90) Het is bovendien niet vanzelfsprekend dat de verkoop van elektriciteitscentrales als zodanig kan worden vergeleken met de verkoop van concessiestroom, omdat een permanente verkoop een definitief besluit is waarvoor het risico met betrekking tot de waarde in de nabije en zeer verre toekomst moet worden beoordeeld. Dit geldt niet in geval van de verkoop van concessiestroom, waarbij de optimale looptijd van het contract voor wat betreft risico en waarde kan verschillen.

(91) De Autoriteit heeft echter nota genomen van de bijzondere omstandigheden van de zaak, met inbegrip van het feit dat Narvik verliezen leed op de verkoop van concessiestroom vlak voordat het contract met NEAS voor 50,5 jaar werd gesloten, alsmede van het feit dat de gemeente toegang tot liquide middelen nodig had om haar schulden terug te betalen en de geplande investering in NEAS te doen.

(92) In het licht van deze bijzondere omstandigheden aanvaardt de Autoriteit het argument dat de transactie in kwestie, ondanks de zeer lange looptijd en de onzekerheid over de toekomstige elektriciteitsprijzen, kan worden vergeleken met de verkopen van waterkrachtcentrales die

in 1999 en 2000 plaatsvonden. De Autoriteit aanvaardt in dit specifieke geval dus dat de prijzen voor de verkochte waterkrachtcentrales een adequaat alternatief vormen voor de marktprijs van de langlopende verkoop van het recht op concessiestroom. Op basis van het bewijsmateriaal dat door de Noorse autoriteiten aan de Autoriteit ter beschikking is gesteld, en op basis van de toelichtingen met betrekking tot de relevante verschillen, lijkt Narvik een prijs te hebben gekregen die vergelijkbaar is met die van de verkopen van waterkrachtcentrales in 1999 en 2000.

(93) Op basis van deze elementen is de Autoriteit, alles in aanmerking genomen, tot de conclusie gekomen dat Narvik overeenkomstig haar discretionaire bevoegdheid als investeerder in een markteconomie handelde toen zij het contract met NEAS inzake de verkoop van haar recht op concessiestroom sloot.

(94) Het contract kan daarom niet worden beschouwd als begunstiging van NEAS en vormt derhalve geen staatssteun in de zin van artikel 61 van de EER-Overeenkomst,

HEEFT HET VOLGENDE BESLUIT VASTGESTELD:

Artikel 1

De verkoop van het recht van de gemeente Narvik op concessiestroom aan Narvik Energi AS vormt geen staatssteun in de zin van artikel 61 van de EER-Overeenkomst.

Artikel 2

Dit besluit is gericht tot het Koninkrijk Noorwegen.

Artikel 3

Slechts de tekst in de Engelse taal is authentiek.

Gedaan te Brussel, 19 juni 2013.

Voor de Toezichthoudende Autoriteit van de EVA

Oda Helen SLETNES
Voorzitter

Sabine MONAUNI-TÖMÖRDY
Lid van het College