

На основу члана 4.2. и 4.8. Закона о преносу, регулатору и оператору система електричне енергије у Босни и Херцеговини (“Службени гласник БиХ”, бр. 7/02, 13/03, 76/09 и 1/11) и члана 36. Пословника о раду Државне регулаторне комисије за електричну енергију (“Службени гласник БиХ”, број 2/05), на сједници Државне регулаторне комисије за електричну енергију, одржаној 24. септембра 2025. године, донијета је

МЕТОДОЛОГИЈА

ЗА ИЗРАДУ ТАРИФА ЗА УСЛУГЕ ПРЕНОСА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ, НЕЗАВИСНОГ ОПЕРАТОРА СИСТЕМА И ПОМОЋНЕ УСЛУГЕ

ДИО ПРВИ – ОПШТЕ ОДРЕДБЕ

Члан 1.

(Уводна одредба)

Овим актом се утврђује методологија за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије (у даљњем тексту: преносна мрежарина), тарифа за рад и системску услугу НОС-а и тарифа за помоћне услуге.

Члан 2.

(Дефиниције)

Изрази који се користе у овој методологији имају следеће значење:

‘**Активна снага**’ је стварна компонента привидне снаге на основној фреквенцији, а изражава се у ватима (W) или виšekратницима попут киловата (kW) или мегавата (MW),

‘**Балансирање**’, односно уравнотежење, означава све активности и све поступке, у свим временским плановима, којима оператори преносних система континуирано осигуравају одржавање фреквенције система унутар унапријед дефинисаног распона стабилности и усклађеност с количином резерви које су потребне с обзиром на тражени квалитет,

‘**Балансна енергија**’ је енергија којом оператори преносног система изводе балансирање,

‘**Балансна услуга**’ је енергија за балансирање или балансни (резервисани) капацитет за балансирање система,

‘**Балансни (резервисани) капацитет**’ значи капацитет којег је пружалац балансних услуга уговорио да држи у резерви за потребе оператора система и за којег је обавезан достављати понуде за одговарајућу количину балансне енергије за вријеме трајања уговора,

‘**Балансно одговорна страна**’ је учесник на тржишту који је на основу уговора о балансној одговорности преузео финансијску одговорност за дебаланс балансне групе, и који је код НОС-а регистрован у том својству,

‘**Балансно тржиште**’ значи централно тржиште за набавку и продају електричне енергије којим руководи НОС у сврху одржавања континуираног баланса снабдијевања и потражње у реалном времену, као и додатни механизми које спроводи НОС у сврху осигуравања снабдијевања системским услугама,

- ‘Цијена дебаланса’** је цијена електричне енергије, која може бити позитивна, једнака нули или негативна, по којој се финансијски поравнава остварени позитивни, односно негативни дебаланс балансно одговорних страна,
- ‘Дебаланс’** је разлика између измјерених величина инјектиране и преузете електричне енергије и дневног распореда балансно одговорне стране или учесника на тржишту, при чему се узима у обзир и ангажована балансна енергија,
- ‘ДЕРК’** је Државна регулаторна комисија за електричну енергију,
- ‘Дневни распоред’** је референтни скуп вриједности које се односе на производњу, предају (инјектирање), потрошњу, преузимање (екстракција), куповину и продају електричне енергије за балансно одговорну страну или учесника на тржишту,
- ‘Електрана’** значи постројење у којем се примарна енергија претвара у електричну енергију, а које се састоји од једног или више модула за производњу електричне енергије прикључених на мрежу на једном мјесту прикључења,
- ‘ЕНТСО-Е’** је Европска мрежа оператора преносног система за електричну енергију,
- ‘Фреквенција’** означава електричну фреквенцију система изражену у херцима (Hz) која се може измјерити у свим дијеловима синхроне зоне, уз претпоставку сталне вриједности унутар интервала у секундама и само с малим разликама између различитих мјеста мјерења. Њена називна вриједност је 50 Hz,
- ‘Корисник система’** означава свако физичко или правно лице које испоручује електричну енергију у преносни систем или је из њега преузима,
- ‘Купац’** значи физичко или правно лице које преузима електричну енергију из преносног система,
- ‘Листа економског првенства’** је попис понуда балансне енергије пореданих по цијени који служи за њихову активацију,
- ‘Мрежни кодекс’** означава правила и процедуре које, између осталог, регулишу техничка питања у вези с прикључењем на преносни систем, помоћним услугама, мјерењем и достављањем дневних распореда,
- ‘Напон’** је разлика електричног потенцијала између двије тачке, измјерена као ефективна вриједност основног хармоника директне компоненте линијских напона,
- ‘Нетрансакцијска метода’** је метода за обрачунавање коришћења услуга преноса електричне енергије при чему цијена не зависи од географске локације корисника, нити од броја трансакција у посматраном периоду,
- ‘Нежељено одступање’** је разлика између остварене и планиране размјене електричне енергије ЛФЦ подручја,
- ‘НОС’** значи “Независни оператор система у Босни и Херцеговини”, Сарајево,
- ‘Оператор дистрибутивног система’** означава правно лице одговорно за рад, управљање, одржавање и развој дистрибутивног система на одређеном подручју и његово повезивање с другим системима, те за осигуравање дугорочне способности система да задовољи разумну потражњу за дистрибуцијом електричне енергије,
- ‘Оператор складишта електричне енергије’** је субјект који обавља дјелатност складиштења и одговоран је за управљање постројењем за складиштење електричне енергије,

- ‘Помоћне услуге’** означавају све услуге које НОС набавља од пружалаца помоћних услуга у сврху пружања системских услуга, односно, у сврху очувања сигурног и поузданог рада електроенергетског система БиХ, те континуираног и квалитетног снабдијевања купаца,
- ‘Поравнање дебаланса’** је механизам финансијског поравнања дебаланса балансно одговорних страна,
- ‘Посебни производ’** значи производ који се разликује од стандардног производа,
- ‘Потребни приход’** је онај ниво прихода који је неопходан како би регулисана компанија могла да пружа потребни ниво услуге и при томе остварује разуман поврат средстава,
- ‘Прекогранични токови електричне енергије’** су они токови код којих се користи дио преносне мреже који омогућава непосредно повезивање са мрежама сусједних земаља, а односе се на увоз, извоз и транзит,
- ‘Пренос електричне енергије’** значи пренос електричне енергије високонапонским међусобно повезаним системом ради њене испоруке крајњим корисницима или операторима дистрибутивних система, али не укључујући снабдијевање,
- ‘Преносна компанија’** значи “Електропренос Босне и Херцеговине” акционарско друштво, Бања Лука.
- ‘Привидна снага’** је умножак напона и струје на основној фреквенцији, и квадратног коријена броја три у случају трофазних система. Обично се изражава у киловолтамперима (kVA) или мегаволтамперима (MVA),
- ‘Производни модул’** значи синхрони модул за производњу електричне енергије или модул електроенергетског парка,
- ‘Произвођач’** је учесник на тржишту, правно лице које посједује лиценцу за производњу електричне енергије,
- ‘Пружалац баланских услуга’** (ПБУ) је учесник на тржишту чије је ресурсе НОС регистровао за пружање баланских услуга,
- ‘Пружалац помоћних услуга’** је учесник на тржишту чије је ресурсе НОС регистровао за пружање помоћних услуга,
- ‘Размјена баланских услуга’** је прекогранична размјена баланских резерви или балансне енергије,
- ‘Реактивна снага’** је имагинарна компонента привидне снаге на основној фреквенцији, а обично се изражава у киловарима (kvar) или мегаварима (Mvar),
- ‘Регулација фреквенције’** значи способност производног модула да прилагоди своју излазну активну снагу као одговор на измјерено одступање фреквенције система од постављене вриједности ради одржавања стабилне фреквенције система,
- ‘Регулациони блок фреквенције и снаге размјене’** или **‘ЛФЦ блок’** (*Load Frequency Control Block*) је дио синхроног подручја, које се састоји од једног или више ЛФЦ подручја, с мјерним мјестима на физичким интерконекцијама с другим ЛФЦ блоковима, којим управља један или више оператора система, унутар којег се врши регулација фреквенције и снаге размјене,
- ‘Регулационо подручје фреквенције и снаге размјене’** или **‘ЛФЦ подручје’** (*Load Frequency Control Area*) је дио синхроног подручја, с мјерним мјестима на физичким

интерконекцијама са другим ЛФЦ подручјима, а којим управља најмање један оператор преносног система и унутар којег се врши регулација фреквенције и снаге размјене,

‘Регулаторна база средстава’ је вриједност материјалних и нематеријалних средстава која су потребна и која се користе за пружање услуга у оквиру регулисане дјелатности,

‘Регулисана компанија’ је правно лице чија је дјелатност, у складу са законом, регулисана од стране ДЕРК-а,

‘Резерва за одржавање фреквенције’ или **‘FCR’** (*Frequency Containment Reserve*) значи резерве активне снаге расположиве за одржавање фреквенције система након појаве неравнотеже у систему,

‘Резерва за поновну успоставу фреквенције’ или **‘FRR’** (*Frequency Restoration Reserve*) значи резерве активне снаге расположиве за поновну успоставу фреквенције система на називну вриједност и за одржавање планиране снаге размјене,

‘Системска услуга’ означава све услуге које пружа НОС како би се осигурао сигуран и ефикасан пренос електричне енергије у преносном систему, ријешили прекиди у преносу електричне енергије и одржавао и поновно успоставио баланс енергије у преносном систему,

‘Постројење за складиштење електричне енергије’ означава објект у којем се складишти енергија,

‘Складиштење електричне енергије’ значи одгађање коначне употребе електричне енергије до тренутка каснијег од оног у којем је произведена или претварање електричне енергије у облик енергије који се може складиштити, складиштење такве енергије и накнадно претварање такве енергије у електричну енергију или њена употреба као другог носиоца енергије,

‘Снабдјевач’ је учесник на тржишту, правно лице које посједује лиценцу за снабдијевање електричном енергијом,

‘Стандардни производ’ значи усклађени производ за уравнотежење који су договорили сви оператори преносног система синхроног подручја континенталне Европе, у сврху размјене услуга уравнотежења,

‘Тарифа’ је цијена коју регулисана компанија зарачунава корисницима својих услуга,

‘Тарифни период’ је период у коме тарифа коју одобри ДЕРК остаје непромијењена и који уобичајено траје календарску годину, али може бити и у дужем и краћем трајању,

‘Тестна година’ је претходна или наредна календарска година која претходи или слиједи након подношења захтјева за одобрење тарифа и за коју регулисана компанија осигурава информације и податке који су потребни за одређивање тарифа,

‘Трансфер балансног капацитета (резерве)’ је пренос обавеза за балансни капацитет (резерву) с иницијално уговореног на другог пружаоца балансних услуга,

‘Транзит’ означава транспорт електричне енергије с циљем испуњавања уговора који се односе на трговину електричном енергијом, када нити једна страна тог споразума не купује, нити производи ту електричну енергију у Босни и Херцеговини,

‘Тржишна правила’ значе пословни кодекс који садржи правила и процедуре балансног тржишта као и комерцијалне услове за конекцију, коришћење и рад преносног система,

‘Учесник на тржишту’ значи физичко или правно лице које купује, продаје или производи електричну енергију, које се бави агрегирањем или које је оператор услуга управљања потрошњом или складиштења енергије, међу осталим давањем налога за трговање, на једном или више тржишта електричне енергије, између осталог на балансном тржишту,

‘Замјенска резерва’ или ‘RR’ (*Replacement Reserve*) значи резерве активне снаге расположиве за поновну успоставу или одржавање захтијеваног нивоа резерве за поновну успоставу фреквенције ради спремности на додатне неравнотеже у систему, укључујући производну резерву.

Члан 3. (Скраћенице)

Скраћенице које се користе у овој методологији имају сљедеће значење:

AD - вриједност акумулиране амортизације сталних средстава,

$aFRR$ - аутоматска резерва за поновну успоставу фреквенције (*automatic Frequency Restoration Reserve*), односно резерва за поновну успоставу фреквенције која се може активирати аутоматским регулатором,

BOC - балансно одговорна страна,

C_{AS} - трошкови набавке помоћних услуга,

$C_{aFRRCap}$ - трошкови набавке капацитета $aFRR$ -а,

C_D - трошкови амортизације,

C_F - оквирна вриједност набавке електричне енергије за покривање губитака у преносном систему,

C_{FCRCap} - трошкови набавке капацитета FCR -а,

C_{GA} - вриједност бесплатно преузетих средстава,

C_L - трошкови набавке електричне енергије за покривање губитака у преносном систему,

$C_{mFRRCap}$ - трошкови набавке капацитета $mFRR$ -а,

$C_{O\&M}$ - трошкови рада и одржавања,

$C_{PenaFRR}$ - вриједност накнаде за неосигуравање капацитета $aFRR$ -а,

$C_{PenmFRR}$ - вриједност накнаде за неосигуравање капацитета $mFRR$ -а,

C_{SysOTH} - остали трошкови који се односе на системску услугу,

DI (%) - трошкови обавеза (дуга),

DP - вриједност обавеза (дуга), вриједност обавеза из биланса стања,

EP - вриједност капитала, вриједност капитала из биланса стања,

GA - бесплатно преузета средства,

k - однос потребног прихода тарифне компоненте за енергију и укупног потребног прихода,

$k_{aFRRCap}$ - цјеновни коефицијент капацитета aFRR-a,
 k_F - цјеновни коефицијент оквирне вриједности набавке електричне енергије за покривање губитака у преносном систему,
 $k_{MaxmFRREnDow}$ - цјеновни коефицијент граничне цијене балансне енергије mFRR-a надоље,
 $k_{MaxmFRREnUp}$ - цјеновни коефицијент граничне цијене балансне енергије mFRR-a нагоре,
 $k_{PenaFRRCap}$ - коефицијент накнаде за неосигурани капацитет aFRR-a,
 $k_{PenmFRRCap}$ - коефицијент накнаде за неосигурани капацитет aFRR-a,
 k_R - цјеновни коефицијент прекомјерно преузете реактивне енергије из преносног система,
 k_{RG} - коефицијент накнаде за рад произвођача у капацитивном режиму,
 $k_{mFRRCap}$ - цјеновни коефицијент капацитета mFRR-a,
 КМ - конвертибилна марка,
 kvarh - јединица за реактивну енергију ($1 \text{ kvarh} = 1000 \text{ varh}$),
 kW - јединица за активну снагу ($1 \text{ kW} = 1000 \text{ W}$),
 kWh - јединица за активну енергију,
mFRR - ручна резерва за поновну успоставу фреквенције (*manual Frequency Restoration Reserve*), односно резерва за поновну успоставу фреквенције која се може ручно активирати,
 p_{aFRREn} - цијена енергије aFRR-a,
 $p_{aFRREnDow}$ - цијена енергије aFRR-a надоље,
 $p_{aFRREnUp}$ - цијена енергије aFRR-a нагоре,
 $p_{BaseaFRRCap}$ - основна (базна) цијена капацитета aFRR-a,
 P_C - вршно оптерећење које се мјери код купаца и представља годишњу суму свих мјесечних максималних снага измјерених код купаца,
 $P_{FalaFRR}$ - износ неосигураног капацитета aFRR-a,
 p_{HUDEX} - цијена фјучерс производа према HUDEX индексу (*Hungarian Derivative Energy Exchange*),
 p_G – дио преносне мрежарине која се плаћа за инјектирање енергије,
 $p_{ISO G}$ - дио тарифе за рад НОС-а која се плаћа за инјектирање енергије,
 $p_{ISO L}$ - дио тарифе за рад НОС-а која се плаћа за преузимање енергије,
 p_L - цијена електричне енергије за покривање губитака у преносном систему,
 p_{LC} - дио преносне мрежарине који се плаћа за преузимање енергије, а односи се на капацитет (снагу),
 p_{LE} - дио преносне мрежарине који се плаћа за преузимање енергије, а односи се на енергију,
 p_{MR} - референтна цијена електричне енергије на тржишту,
 $p_{MaxaFRRCap}$ - гранична цијена капацитета aFRR-a,
 $p_{MaxaFRRCapMont}$ - гранична мјесечна цијена капацитета aFRR-a,

$p_{MaxaFRRCapYear}$ - гранична годишња цијена капацитета aFRR-a,
 $p_{MaxmFRRCapUp}$ - гранична цијена капацитета mFRR-a нагоре,
 $p_{MaxmFRRCapDow}$ - гранична цијена капацитета mFRR-a надоље,
 $p_{MaxmFRREnUp}$ - гранична цијена енергије mFRR-a нагоре,
 $p_{MaxmFRREnDow}$ - гранична цијена енергије mFRR-a надоље,
 $p_{PenaFRRCap}$ - цијена накнаде за неосигурани капацитет aFRR-a,
 p_R - цијена прекомјерно преузете реактивне енергије коју купци преузимају из преносног система,
 p_{reakt} - цијена преузете реактивне енергије коју произвођачи преузимају из преносног система,
 p_{Sys} - тарифа за системску услугу,
 $p_{mFRRCap}$ - цијена капацитета mFRR-a,
 $p_{mFRREnDow}$ - цијена енергије mFRR-a надоље,
 $p_{mFRREnUp}$ - цијена енергије mFRR-a нагоре,
 PV - набавна вриједност сталних средстава,
 RAB - регулаторна база средстава,
 ROA - поврат (принос) на средства,
 ROE (%) - поврат на власнички капитал,
 RR_G - дио потребног прихода који се односи на мрежарину која се плаћа за инјектирање енергије,
 RR_{ISO} - потребни приход за обављање регулисане дјелатности (услуга) НОС-а,
 $RR_{ISO G}$ - дио потребног прихода НОС-а који се односи на тарифу која се плаћа за инјектирану енергију,
 $RR_{ISO L}$ - дио потребног прихода НОС-а који се односи на тарифу која се плаћа за преузету енергију,
 $R_{ISO OTH}$ - остали приходи који се односе на рад НОС-а,
 $R_{TR OTH}$ - остали приходи који се односе на услуге преноса електричне енергије, укључујући приход остварен из прекограничне трговине,
 RR_L - дио потребног прихода који се односи на мрежарину која се плаћа за преузету енергију,
 RR_{TR} - потребни приход за обављање регулисане дјелатности (услуге) Преносне компаније,
 S - разлика цијена енергије aFRR-a нагоре и надоље,
 T (%) - ефективна порезна стопа на добит, важећа за тарифни период,
 TC - вриједност пасиве из биланса стања,
 W_C - активна електрична енергија која се у Босни и Херцеговини преузима из преносног система,

W_G - активна електрична енергија коју у преносни систем инјектирају произвођачи прикључени на преносни систем,

W_{ACC} - пондерисани просјечни трошкови капитала,

W_C - вриједност радног капитала.

Члан 4. **(Циљеви и начела)**

- (1) Приликом одређивања тарифа уважавају се сљедећи циљеви и начела:
 - а) непристрасност, транспарентност и спречавање дискриминације,
 - б) подстицање ефикасности регулисаних субјеката и корисника преносне мреже,
 - ц) подстицање механизма за повећање енергетске ефикасности,
 - д) стварање стабилних односа на тржишту електричне енергије и стабилних услова за улагаче у електроенергетски сектор,
 - е) подстицање развоја преносне мреже тако да се ниво квалитета испоруке континуирано одржава или повећава.
- (2) Да би се постигли циљеви и начела из става (1) овог члана тарифе морају бити засноване на оправданим трошковима пословања, погона, одржавања, замјене, изградње или реконструкције објеката и опреме, укључујући при томе разуман износ поврата инвестиција, амортизацију и порезе, узимајући у обзир и заштиту околине.

Члан 5. **(Врсте тарифа)**

Тарифе које доноси ДЕРК су тарифа за услуге преноса електричне енергије (преносна мрежарина), тарифа за рад НОС-а, тарифа за системску услугу и тарифе за помоћне услуге.

Члан 6. **(Напонски нивои)**

За купце који су прикључени на напонске нивое 400 kV, 220 kV и 110 kV обрачунава се јединствена тарифа.

Члан 7. **(Тарифни елементи)**

- (1) Тарифе садрже сљедеће тарифне елементе:
 - а) вршна снага,
 - б) активна електрична енергија коју у преносну мрежу инјектирају произвођачи прикључени на преносну мрежу,
 - ц) преузета активна електрична енергија,
 - д) прекомјерно преузета реактивна енергија.
- (2) Мјерење вршне снаге и активне електричне енергије дефинише се Мрежним кодексом, а прекомјерно преузете реактивне енергије Мрежним кодексом и чланом 37. ове методологије.

- (3) При обрачуну мјесечне снаге и преузете електричне енергије киловати (kW), киловатсати (kWh) и киловарсати (kvarh) се заокружују на цијеле бројеве.

Члан 8.
(Диференцирање тарифа)

Тарифе се могу диференцирати по следећим критеријумима:

- а) сезонски тарифни ставови,
- б) дневни тарифни ставови,
- ц) тарифни ставови у зависности од времена трајања вршног оптерећења,
- д) тарифни ставови у зависности од нивоа потрошње (блок тарифа).

Члан 9.
(Регулисање цијена (тарифа))

Регулисањем тарифа осигурава се:

- а) дугорочно пословање компанија које се баве регулисаним дјелатностима, уз покривање оправданих трошкова и одговарајући поврат на средства,
- б) побољшање продуктивности пословања у оквиру регулисаних дјелатности, уз разумно и ефикасно инвестирање,
- ц) оправдани развој преносне мреже и управљања преносном мрежом у циљу осигурања стабилног и квалитетног снабдијевања корисника.

ДИО ДРУГИ – БИЛАНС ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Члан 10.
(Годишњи биланс електричне енергије)

- (1) НОС израђује годишњи биланс електричне енергије који садржи детаљне податке о количинама за наредну годину.
- (2) Биланс из става (1) овог члана доставља се ДЕРК-у не касније од 31. октобра текуће године.
- (3) Овај биланс, између осталог, служи као подлога за планирање реализације регулисаних компанија.

Члан 11.
(Елементи биланса електричне енергије)

НОС је, у сарадњи с операторима дистрибутивног система, произвођачима, снабдјевачима и операторима складишта, дужан направити годишњи биланс за наредну годину у коме је за сваки поједини мјесец у години садржано следеће:

- а) количине пренесене енергије и снаге за кориснике система,
- б) количине пренесене енергије и снаге које се испоручују или преузимају из дистрибутивних система,
- с) количине активне електричне енергије коју у преносну мрежу инјектирају произвођачи прикључени на преносни систем,

- d) количине активне електричне енергије коју у дистрибутивне системе инјектирају произвођачи прикључени на преносни и дистрибутивне системе,
- e) количински обим потребних помоћних услуга.

ДИО ТРЕЋИ – ТАРИФА ЗА УСЛУГЕ ПРЕНОСА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ (ПРЕНОСНА МРЕЖАРИНА)

Члан 12.

(Финансирање Преносне компаније)

- (1) Преносна компанија финансира се из пружања услуга корисницима система које обрачунава и фактурише по одобреним мрежаринама, од додјеле права на коришћење прекограничних преносних капацитета и од нето износа (приход-расход) оствареног из Механизма компензације између оператора преносног система (ИТЦ механизам).
- (2) Преносна компанија се финансира и из других извора, као што су накнаде за прикључак на преносну мрежу.

Члан 13.

(Метода поштанске марке)

За утврђивање преносне мрежарине користи се нетрансакцијска метода поштанске марке. Метода се примјењује на све напонске нивое и све врсте корисника уз јединствене тарифне ставове на цијелом подручју Босне и Херцеговине.

Члан 14.

(Преносна мрежарина)

- (1) Преносна мрежарина је намијењена за покривање трошкова пословања Преносне компаније.
- (2) Преносна мрежарина плаћа се Преносној компанији једном у мјесецу.
- (3) Преносну мрежарину плаћају корисници система.
- (4) Преносна мрежарина не садржи накнаду за прикључак на мрежу.

Члан 15.

(Утврђивање преносне мрежарине)

- (1) Преносна мрежарина састоји се из дијела преносне мрежарине која се плаћа за преузимање електричне енергије из преносног система и дијела преносне мрежарине која се плаћа за инјектирање електричне енергије у преносни систем.
- (2) Дио преносне мрежарине који се плаћа за преузимање електричне енергије из преносног система састоји се из двије компоненте:
 - a) компонента преносне мрежарине која се односи на енергију p_{LE} и која представља однос потребног прихода компоненте за енергију $k \times RR_L$ и активне електричне енергије која се у Босни и Херцеговини преузима из преносног система W_C :

$$p_{LE} = k \times RR_L / W_C$$

гдје је:

RR_L - дио потребног прихода који се односи на мрежарину која се плаћа за преузету енергију,

W_C - активна електрична енергија која се у Босни и Херцеговини преузима из преносног система,

k - однос потребног прихода компоненте за енергију и укупног потребног прихода.

- б) компонента преносне мрежарине која се односи на снагу p_{LC} и која представља однос потребног прихода компоненте за снагу $(1 - k) \times RR_L$ и вршног оптерећења P_C које се мјери код купаца:

$$p_{LC} = (1 - k) \times RR_L / P_C$$

гдје је:

P_C - вршно оптерећење које се мјери код купаца и представља годишњу суму свих мјесечних максималних снага измјерених код купаца.

- (3) На основу учешћа константне енергије у годишњем дијаграму оптерећења за претходну годину, утврђује се однос компоненте енергије и компоненте снаге. Као почетна вриједност утврђује се учешће снаге у износу 35%.
- (4) Дио преносне мрежарине који се плаћа за инјектирање електричне енергије у преносни систем износи:

$$P_G = RR_G / W_G$$

гдје је:

RR_G - дио потребног прихода који се односи на мрежарину која се плаћа за инјектирање енергије,

W_G - активна електрична енергија коју у преносни систем инјектирају произвођачи прикључени на преносни систем.

- (5) Дио потребног прихода који се односи на мрежарину која се плаћа за инјектирање енергије RR_G може износити од 0 до 10% потребног прихода за обављање регулисане дјелатности Преносне компаније RR_{TR} .

Члан 16.

(Одређивање потребног прихода)

- (1) Потребни приход за обављање преносне дјелатности се формира на основу:
- а) трошкова рада и одржавања,
 - б) трошкова амортизације,
 - ц) издатака утврђених законом,
 - д) поврата (приноса) на средства.
- (2) Трошкови који се односе на обављање нерегулисаних дјелатности нису предмет регулисања и искључују се из регулисаних прихода. Све трошкове и приходе који се односе на нерегулисане дјелатности потребно је рачуноводствено раздвојити и водити одвојено од оних који се односе на регулисану дјелатност.
- (3) Потребни приход за обављање регулисане дјелатности се израчунава на основу следећег израза:

$$RR_{TR} = C_{O\&M} + C_D + (RAB \times WACC) - R_{TR\ OTH}$$

гдје је:

$C_{O\&M}$ - трошкови рада и одржавања,

C_D - трошкови амортизације,

RAB - регулаторна база средстава,

$WACC$ - пондерисани просјечни трошкови капитала,

R_{TROT} - остали приходи који се односе на услуге преноса електричне енергије укључујући приход остварен од прекограничне трговине.

- (4) У случају одступања од планираног обима услуга, извршава се подешавање потребног прихода за наредни тарифни период.

Члан 17.

(Трошкови рада и одржавања)

- (1) Трошкови рада и одржавања $C_{O\&M}$ су оправдани трошкови који настају услед рада (експлоатације) и одржавања преносне мреже у складу са техничким стандардима који се употребљавају у Босни и Херцеговини, важећих законских прописа и интерних аката регулисане компаније. У ове трошкове, између осталог, улази и регулаторна накнада.
- (2) ДЕРК признаје оправдане трошкове који могу бити одређени и на основу упоредних анализа (*benchmarking*). При томе се узимају у обзир и специфичне карактеристике регулисане компаније.
- (3) ДЕРК разликује онај дио трошкова рада и одржавања на које регулисана компанија у свом раду може утицати и који се према томе могу планирати и контролисати, од оних трошкова које није могуће ни планирати ни контролисати.
- (4) Контролисани трошкови рада и одржавања се планирају на основу остварења из пословања за претходну годину. Неконтролисани трошкови су предмет процјене ДЕРК-а и зависно од те процјене могу се уважити код одређивања потребног прихода.
- (5) Износ регулаторне накнаде који регулисана компанија уноси у трошкове рада и одржавања, утврђује ДЕРК својим финансијским планом, на начин предвиђен важећим прописима.

Члан 18.

(Амортизација)

Обрачун амортизације се обавља у складу с усвојеним рачуноводственим политикама дефинисаним у Правилнику о рачуноводству или другом интерном акту који је усаглашен с важећим прописима и међународним рачуноводственим стандардима. Износ амортизације добијен на овај начин признаје се код одређивања потребног прихода.

Члан 19.

(Поврат (принос) на средства)

- (1) Поврат на средства се израчунава на основу регулаторне базе средстава и пондерисаних просјечних трошкова капитала:

$$ROA = RAB \times WACC$$

гдје је:

ROA - поврат (принос) на средства,

RAB - регулаторна база средстава,

WACC - пондерисани просјечни трошкови капитала.

- (2) Поврат на средства се рачуна на основу вриједности регулаторне базе средстава узимањем у обзир пондерисаних просјечних трошкова капитала. Код прорачуна пондерисаних просјечних трошкова се узима у обзир однос између капитала и обавеза из биланса стања.
- (3) Регулаторну базу средстава (*RAB*), као основу за израчунавање поврата средстава, чине стална средства и потребни износ трајних обртних средстава (текућа средства).
- (4) У регулаторну базу средстава укључује се набавна вриједност сталних средстава умањена за акумулисану амортизацију. Бесплатно преузета средства, односно средства добијена без накнаде, не улазе у регулаторну базу.
- (5) Износ обртних средстава који улази у регулаторну базу (радни или оптицајни капитал), једнак је нето обртним средствима (*net working capital*) и израчунава се као разлика између укупних обртних или текућих средстава и укупних обавеза, са роком доспјећа до једне године.
- (6) Регулаторна база средстава, у циљу прорачуна потребног прихода, одређује се на сљедећи начин:

$$RAB = PV - AD - GA + WC$$

гдје је:

PV - набавна вриједност сталних средстава,

AD - вриједност акумулисане амортизације сталних средстава,

WC - вриједност радног (оптицајног) капитала,

GA - бесплатно преузета средства.

- (7) У регулаторну базу средстава могу бити укључена само она средства која се употребљавају за обављање регулисаних дјелатности у надлежности ДЕРК-а.
- (8) Улагања у основна средства се процјењују и признају у складу са циљем одржавања потребног обима и стандардног квалитета услуга у регулисаној дјелатности.
- (9) За утврђивање оправданости сваког појединог улагања у основна средства које се обавља у оквиру регулисане дјелатности ДЕРК провјерава:
 - а) оправданост инвестиције са аспекта побољшања квалитета и сигурности снабдјевања, а све у складу са предвиђеним растом потрошње,
 - б) усклађеност улагања са постојећим развојним програмима (плановима).
- (10) ДЕРК може одлучити да обави ревизију регулаторне базе средстава. У циљу успостављања што реалније мрежарине, може се приступити ревизији регулаторне базе средстава у сваком тарифном периоду.
- (11) Пондерисани просјечни трошкови капитала се употребљавају за прорачун поврата по сљедећој формули:

$$WACC(\%) = \frac{EP}{TC} \times \frac{ROE}{1 - \frac{T}{100}} + \frac{DP}{TC} \times DI$$

гдје је:

EP - вриједност капитала (вриједност капитала из биланса стања),

DP - вриједност обавеза (дуга) (вриједност обавеза из биланса стања),

TC - вриједност пасиве из биланса стања,

ROE (%) - поврат на капитал,

DI (%) - трошкови обавеза (дуга),

T (%) - ефективна порезна стопа на добит, важећа за тарифни период.

- (12) WACC се израчунава на основу односа између капитала и обавеза у тестној години. ДЕРК може утврдити зацртани (пројектовани) однос између капитала и дуга који служи за обрачун пондерисаних просјечних трошкова капитала.
- (13) ДЕРК одобрава стопу поврата на капитал за сваки тарифни период.
- (14) Трошкови дуга се признају на основу стварних обавеза Преносне компаније. За будућа задужења ДЕРК одобрава трошкове дуга водећи рачуна о висини каматних стопа на финансијском тржишту.

ДИО ЧЕТВРТИ – ТАРИФА ЗА РАД НЕЗАВИСНОГ ОПЕРАТОРА СИСТЕМА У БОСНИ И ХЕРЦЕГОВИНИ И ТАРИФЕ ЗА ПОМОЋНЕ УСЛУГЕ

Члан 20.

(Финансирање НОС-а)

НОС се финансира обављањем својих активности које обрачунава према тарифама донијетим ДЕРК-овим одлукама и фактурише једном мјесечно, као и из других извора.

Члан 21.

(Тарифа за рад НОС-а)

Тарифа за рад НОС-а намијењена је за покривање трошкова рада НОС-а који настају обављањем дјелатности прописаних чл. 2. и 7. Закона о оснивању Независног оператора система за преносни систем у Босни и Херцеговини ("Службени гласник БиХ", број 35/04).

Члан 22.

(Утврђивање тарифе за рад НОС-а)

- (1) Тарифа за рад НОС-а састоји се из дијела који се плаћа за преузимање енергије и дијела који се плаћа за инјектирање енергије.
- (2) Дио тарифе за рад НОС-а који се плаћа за преузимање енергије износи:

$$p_{ISOL} = RR_{ISOL} / W_C$$

гдје је:

RR_{ISOL} - дио потребног прихода НОС-а који се односи на преузимање енергије,

W_C - активна електрична енергија која се у Босни и Херцеговини преузима из преносног система.

- (3) Дио тарифе за рад НОС-а који се плаћа за инјектирање енергије износи:

$$p_{ISO\ G} = RR_{ISO\ G} / W_G$$

гдје је:

$RR_{ISO\ G}$ - дио потребног прихода НОС-а који се односи на инјектирану енергију,

W_G - активна електрична енергија која се инјектира у преносни систем.

- (4) Дио потребног прихода НОС-а који се односи на инјектирану енергију $RR_{ISO\ G}$ износи од 0 до 10% потребног прихода за обављање регулисане дјелатности НОС-а RR_{ISO} .

Члан 23.

(Одређивање потребног прихода)

- (1) Потребни приход за обављање дјелатности НОС-а формира се на основу:

- а) трошкова рада и одржавања,
- б) трошкова амортизације,
- ц) издатака утврђених законом.

- (2) Потребни приход за обављање регулисане дјелатности се израчунава на основу сљедећег израза:

$$RR_{ISO} = C_{O\&M} + C_D - R_{ISO\ OTH}$$

гдје је:

$C_{O\&M}$ - трошкови рада и одржавања,

C_D - трошкови амортизације,

$R_{ISO\ OTH}$ - остали приходи који се односе на рад НОС-а.

- (3) У случају одступања оствареног обима услуга од планираног, обавља се подешавање потребног прихода за наредни тарифни период.

Члан 24.

(Трошкови рада и одржавања)

- (1) Трошкови рада и одржавања $C_{O\&M}$ су оправдани трошкови који настају услед рада и одржавања средстава НОС-а у складу са техничким стандардима који се употребљавају у Босни и Херцеговини, важећих законских прописа и интерних аката регулисане компаније. У ове трошкове улазе трошкови дуга на позајмљена средства и регулаторна накнада.
- (2) ДЕРК признаје оправдане трошкове који могу бити одређени на основу упоредних анализа (*benchmarking*). При томе се узимају у обзир и специфичне карактеристике регулисане компаније.
- (3) Улагања у основна средства се процјењују и признају у складу са циљем одржавања потребног обима и стандардног квалитета услуга у регулисаној дјелатности.
- (4) За утврђивање оправданости сваког појединог улагања у основна средства које се обавља у оквиру регулисане дјелатности, ДЕРК провјерава:

- а) оправданост инвестиције са аспекта побољшања квалитета и сигурности снабдјевања, а све у складу са предвиђеним растом потрошње,
- б) усклађеност улагања са постојећим развојним програмима (плановима).

Члан 25.
(Амортизација)

Обрачун амортизације се обавља у складу са усвојеним рачуноводственим политикама дефинисаним у Правилнику о рачуноводству или другом интерном акту који је усаглашен са законском регулативом и важећим међународним рачуноводственим стандардима. Износ амортизације добијен на овај начин признаје се код одређивања потребног прихода.

Члан 26.
(Тарифе за помоћне и системску услугу)

- (1) Тарифе за помоћне и системску услугу се дизајнирају тако да покрију трошкове набавке помоћних услуга. НОС набавља помоћне услуге путем јавних понуда.
- (2) Помоћне услуге могу испоручивати сви субјекти у електроенергетском сектору који имају могућност да осигурају ове услуге. НОС обавља набавку помоћних услуга кроз трансакције с даваоцима тих услуга, а врши испоруку системске услуге у циљу оптималног управљања преносним системом и управљања загушењима (редиспечинг, трговина у супротном смјеру и друго). НОС је обавезан да направи процјену потребног обима свих помоћних услуга на годишњем нивоу и да утврди финансијски износ за сваку појединачну услугу на годишњем нивоу, као и укупни финансијски износ свих потребних помоћних услуга и износ тарифе за системску услугу.
- (3) Помоћне услуге су:
 - а) регулација фреквенције и активне снаге,
 - б) регулација напона и реактивне снаге,
 - ц) могућност покретања електрана без спољњог напајања,
 - д) покривање губитака електричне енергије у преносном систему,
 - е) елиминисање дебаланса (одступања од дневног распореда).
- (4) Помоћне услуге које се односе на регулацију фреквенције и активне снаге називају се балансне услуге и њих чине:
 - а) резерва за одржавање фреквенције (FCR),
 - б) резерва за поновну успоставу фреквенције (FRR) која може бити:
 - 1) аутоматска резерва за поновну успоставу фреквенције (aFRR) са стандардним или посебним производом,
 - 2) ручна резерва за поновну успоставу фреквенције (mFRR),
 - ц) замјенска резерва (RR).
- (5) Све трошкове везане за набавку помоћних услуга и приходе од пружања системске услуге НОС води и обрачунава одвојено од трошкова и прихода који се признају у оквиру тарифе за рад НОС-а.

- (6) Изузетно, у случају немогућности набавке помоћних услуга путем јавних понуда, недостајући дио помоћних услуга се набавља на регулисани начин. У том случају НОС за сваку помоћну услугу одређује недостајући обим и субјекте који пружају услугу с припадајућим количинама.
- (7) Цијене по којима се осигуравају недостајуће количине једнаке су просјечним пондерисаним цијенама прихваћених понуда у поступцима јавне набавке наведених услуга, изузев за набавку електричне енергије за покривање губитака у преносном систему за коју се примјењује просјечна мјесечна цијена базне енергије (*baseload*) остварена на тржишту за дан унапријед Мађарске берзе електричне енергије (HUPX) – HUPX DAM индекс.
- (8) Информацију о набавци помоћних услуга за сваки мјесец, као и о кретању просјечних мјесечних цијена на HUPX-у, НОС доставља ДЕРК-у.

Члан 27.

(Резерва за одржавање фреквенције – FCR)

- (1) Потребну резерву за одржавање фреквенције НОС осигурава на тржишту путем јавних понуда. Процес набавке је дефинисан Процедурама за помоћне услуге које израђује НОС.
- (2) Поступак за набавку резерве за одржавање фреквенције реализује се на годишњем нивоу. У случају немогућности набавке цјелокупног потребног обима резерве на годишњем нивоу, организује се набавка на мјесечном нивоу.
- (3) У случају да потребни капацитет није осигуран у тржишној процедури набавке, НОС потребни ниво резерве одржавања фреквенције распоређује на пружаоце баланских услуга који имају објекте регистроване за пружање услуге, водећи рачуна о расположивости производних јединица током цијелог периода у којем је потребно пружати услугу.
- (4) У случају активисања услуге одржавања фреквенције сваки пружалац услуге има право на финансијску накнаду за енергију. Накнада за енергију је пропорционална активисаној енергији и цијени енергије за одржавање фреквенције на нивоу синхроног подручја континенталне Европе, према Оквирном споразуму за синхроно подручје Регионалне групе континенталне Европе (у даљњем тексту: САФА споразум).
- (5) Методологију одређивања активисане енергије и цијене активисане енергије, обрачун као и техничке појединости које се односе на пружање ове услуге НОС дефинише у Процедурама за помоћне услуге.

Члан 28.

(Аутоматска резерва за поновну успоставу фреквенције (aFRR) – капацитет)

- (1) НОС одређује обим потребне аутоматске резерве за поновну успоставу фреквенције (aFRR) – капацитет у регулационом подручју БиХ за сваки календарски мјесец у години и то за вршни и невршни период посебно. Обим потребног aFRR-а се одређује за aFRR стандардним производом и за aFRR посебним производом.
- (2) Вршни период оптерећења је сваког дана од 6 до 24 сати, а невршни период оптерећења је сваког дана од 0 до 6 сати.

- (3) НОС осигурава aFRR набавком на тржишту путем јавних понуда. НОС је дужан да са пружаоцима услуга закључи уговоре у којима је прецизиран обим услуга с детаљним енергетским и финансијским величинама и осталим потребним подацима.
- (4) Поступак набавке aFRR-а се реализује на годишњем и мјесечном нивоу, у складу с прописима о јавним набавкама.
- (5) Мјесечне набавке aFRR-а се организују ради набавке недостајућих количина. За оне мјесеце за које је потребни aFRR у потпуности набављен путем годишње набавке, мјесечна набавка се не организује.
- (6) НОС рангира поднесене понуде према понуђеној цијени aFRR-а и врши избор најповољнијих понуда до нивоа потребне количине. Аутоматска резерва за поновну успоставу фреквенције плаћа се по понуђеној цијени.
- (7) У случају да кроз годишњу и мјесечну тржишну процедуру није набављен потребан обим aFRR-а за одређени мјесец, НОС врши расподелу недостајућих количина на поједине пружаоце услуга, узимајући у обзир количине набављене примјеном тржишних процедура и пружаоце од којих су те количине набављене. Цијена тако набављеног aFRR-а једнака је просјечној пондерисаној цијени aFRR-а осигураног прихватањем најповољнијих понуда из става (5) овог члана.
- (8) Гранична цијена aFRR-а се дефинише у циљу заштите учесника на тржишту, првенствено купаца у условима недовољно развијене конкуренције на тржишту. Гранична цијена aFRR-а једнака је умношку основне цијене aFRR-а и предефинисаног коефицијента $k_{aFRRCap}$ који осигурава довољне подстицаје пружаоцима за осигурање aFRR-а:

$$p_{MaxaFRRCap} = k_{aFRRCap} \times p_{BaseaFRRCap}; \quad 1,1 \leq k_{aFRRCap} \leq 1,5.$$

- (9) Основна цијена aFRR-а је једнака већој вриједности између фиксних трошкова најскупље производне јединице која даје aFRR и тржишне вриједности ове резерве:

$$p_{BaseaFRRCap} = \max(\text{capital costs}, \text{market value}).$$

- (10) Тржишна вриједност aFRR-а (*market value*) се израчунава на различит начин, у зависности од врсте тржишне процедуре за набавку, односно да ли је годишња или мјесечна, а на основу годишњих и мјесечних *forward* цијена на берзи електричне енергије.
- (11) Граничну цијену и улазне параметре за одређивање тржишне вриједности aFRR-а објављује ДЕРК, најмање 10 дана прије почетка тржишне процедуре за набавку ове резерве.
- (12) Цијена накнаде за неиспуњавање обавезе осигурања додијељене количине aFRR-а у функцији је граничне цијене aFRR-а. Гранична цијена aFRR-а зависи од тога да ли је резултат годишње $p_{MaxaFRRCapYear}$ или мјесечне набавке $p_{MaxaFRRCapMont}$, а цијена накнаде је дефинисана као функција веће вриједности од те двије цијене.
- (13) Гранична цијена aFRR-а (KM/MW/h) одређује се за сваки календарски мјесец. У случају да пружалац није у стању да осигура алоцирану обавезну количину aFRR-а или да пружалац који је уговорио осигуравање aFRR-а не номинује ту резерву НОС-у на дан $D - 1$, цијена накнаде износи:

$$p_{PenaFRRCap} = (k_{PenaFRRCap} - 1) \times \max(p_{MaxaFRRCapYear}, p_{MaxaFRRCapMont});$$

$$1,1 \leq k_{PenSecCap} \leq 1,25.$$

- (14) Укупна финансијска вриједност накнаде за неосигуравање додијелене количине aFRR-а једнака је умношку количине неосигуране резерве $P_{FalaFRR}$ и цијене накнаде $p_{PenaFRRCap}$ за неосигурану резерву:

$$C_{PenaFRR} = P_{FalaFRR} \times p_{PenaFRRCap}.$$

Члан 29.

(Аутоматска резерва за поновну успоставу фреквенције посебним производом – капацитет)

- (1) Узимајући у обзир потребе система за специфичном резервом за поновну успоставу фреквенције због интеграције обновљивих извора енергије, уз стандардни производ, може се користити аутоматска резерва за поновну успоставу фреквенције посебним производом.
- (2) Одредбе наведене у члану 28. примјењују се на одређивање и израчун цијена аутоматске резерве за поновну успоставу фреквенције стандардним производом и аутоматске резерве за поновну успоставу фреквенције посебним производом.

Члан 30.

(Аутоматска резерва за поновну успоставу фреквенције (aFRR) – енергија)

- (1) Сви пружаоци који су уговорили осигуравање aFRR-а су обавезни да доставе понуде за испоруку балансне енергије у складу с капацитетима које су уговорили.
- (2) Понуде за балансну енергију достављају се у складу с Правилником о раду тржишта балансне енергије који израђује НОС.
- (3) За достављање понуда за енергију aFRR-а могу се увести додатна ограничења у смислу симетричног опсега регулације, броја понуда једног пружаоца баланских услуга и разлике у цијенама енергије за позитивни и негативни aFRR, што се дефинише у Правилнику о раду дневног тржишта балансне енергије којег на транспарентан начин израђује НОС. Аутоматска или ручна активација понуда врши се према листи економског првенства (*Merit Order List*), при чему се активирају најповољније понуде. Повољнија понуда у случају позитивне балансне енергије је понуда с nižом, док је повољнија понуда у случају негативне балансне енергије понуда с вишом цијеном.
- (4) До испуњења техничких предуслова за активацију и обрачун aFRR-а према листи економског првенства из става (3) овог члана, активација aFRR-а се може вршити пропорционално опсегу aFRR-а појединих пружалаца баланских услуга.
- (5) Енергија aFRR-а се пружаоцима плаћа по понуђеним цијенама.
- (6) У случају пропорционалне активације aFRR-а из става (4) овог члана, разлика између понуђене цијене енергије aFRR-а нагоре $p_{aFRREnUp}$ и цијене енергије aFRR-а надоље $p_{aFRREnDow}$ у одређеном сату је унутар регулисаног опсега, односно мања је или једнака максималној вриједности ове разлике S (€/MWh):

$$p_{aFRREnUp} - p_{aFRREnDow} \leq S.$$

- (7) Вриједност величине S одређује ДЕРК.

Члан 31.

(Ручна резерва за поновну успоставу фреквенције (mFRR) – капацитет)

- (1) НОС одређује обим потребне ручне резерве за поновну успоставу фреквенције (mFRR) – капацитет у ЛФЦ подручју БиХ за сваки календарски мјесец у години, узимајући у обзир и постојеће аранжмане о заједничкој резерви у ЛФЦ блоку Словенија – Хрватска – Босна и Херцеговина и друге аранжмане на нивоу ЕНТСО-Е.
- (2) НОС одређује посебно обим потребног mFRR-а нагоре и обим потребног mFRR-а надоље.
- (3) НОС осигурава mFRR набавком на тржишту путем јавних понуда. НОС је дужан да са пружаоцима услуга закључи уговоре у којима је прецизиран обим услуга с детаљним енергетским и финансијским величинама и осталим потребним подацима.
- (4) Поступак набавке mFRR-а се реализује на годишњем и мјесечном нивоу, у складу с прописима о јавним набавкама.
- (5) У случају немогућности набавке цјелокупног потребног обима резерве на годишњем нивоу, организују се набавке недостајућих вриједности резерве на мјесечном нивоу.
- (6) НОС рангира све поднијете понуде према цијени и врши избор најповољнијих понуда резерве (или свих понуђених количина, уколико су понуђене количине мање од потребних).
- (7) Цијена mFRR-а $p_{mFRRCap}$ је једнака понуђеној цијени mFRR-а која је изабрана у процесу набавке.
- (8) У циљу заштите тржишног механизма дефинише се гранична цијена mFRR-а нагоре као:

$$p_{MaxmFRRCapUp} = k_{mFRRCap} \times p_{mFRRCap}; \quad 1,1 \leq k_{mFRRCap} \leq 1,5$$

и гранична цијена mFRR-а надоље као:

$$p_{MaxmFRRCapDow} = 0,25 \times k_{mFRRCap} \times p_{mFRRCap}; \quad 1,1 \leq k_{mFRRCap} \leq 1,5.$$

- (9) Граничне цијене из става (8) овог члана и основне улазне параметре за њихово одређивање доноси ДЕРК.

Члан 32.

(Ручна резерва за поновну успоставу фреквенције (mFRR) – енергија)

- (1) Користећи дневно тржиште балансне енергије, НОС набавља потребну балансну енергију како би у реалном времену био у стању да коригује одступања од баланса снага и референтне вриједности фреквенције у ЛФЦ подручју БиХ.
- (2) НОС је одговоран за организовање и администрирање дневног тржишта балансне енергије, а ДЕРК врши надзор над радом овог тржишта.
- (3) На дневном тржишту балансне енергије се прикупљају понуде за балансну енергију и то посебно за позитивну балансну енергију (енергију регулације нагоре) и за негативну балансну енергију (енергију регулације надоље).
- (4) Достављање понуда за енергију ручне резерве за поновну успоставу фреквенције (mFRR-а) врши се према одредбама Правилника о раду дневног тржишта балансне енергије, којег на транспарентан начин доноси НОС.
- (5) Цијена балансне енергије mFRR-а нагоре $p_{mFRREnUp}$ и балансне енергије mFRR-а надоље $p_{mFRREnDow}$ је ограничена у циљу заштите тржишне конкуренције. Гранична

цијена балансне енергије mFRR нагоре једнака је умношку вриједности референтне цијене електричне енергије на тржишту p_{MR} и коефицијента $k_{MaxmFRREnUp}$:

$$p_{MaxmFRREnUp} = k_{MaxmFRREnUp} \times p_{MR} .$$

- (6) Гранична цијена балансне енергије mFRR-а надоље $p_{MaxmFRREnDow}$ једнака је негативном умношку вриједности референтне цијене електричне енергије на тржишту p_{MR} и коефицијента $k_{MaxTerEnDow}$:

$$p_{MaxmFRREnDow} = -k_{MaxmFRREnDow} \times p_{MR} .$$

- (7) Граничне цијене балансне енергије mFRR-а и вриједности коефицијената $k_{MaxmFRREnUp}$ и $k_{MaxmFRREnDow}$ доноси ДЕРК.

Члан 33.

(Тарифа за системску услугу)

- (1) Тарифа за системску услугу p_{Sys} служи за покривање трошкова набавке резерве за одржавање фреквенције C_{FCRCap} , трошкова набавке резерве за аутоматску поновну успоставу фреквенције $C_{aFRRCap}$, трошкова набавке резерве за ручну поновну успоставу фреквенције $C_{mFRRCap}$, трошкова набавке замјенске резерве C_{RR} , те трошкова набавке електричне енергије за покривање губитака у преносном систему C_L и осталих трошкова који се односе на системску услугу C_{SysOTH} .

- (2) Тарифа за системску услугу износи:

$$p_{Sys} = (C_{FCRCap} + C_{aFRRCap} + C_{mFRRCap} + C_{RR} + C_L + C_{SysOTH}) / W_C$$

гдје је:

W_C - активна електрична енергија која се у Босни и Херцеговини пружа из преносног система (kWh).

- (3) НОС доставља фактуре за системску услугу свим лиценцираним субјектима који преузимају електричну енергију из преносног система.
- (4) Трошкове набавке резерве за одржавање фреквенције, резерве за обнову фреквенције, замјенске резерве, електричне енергије за покривање губитака у преносном систему и осталих трошкова који се односе на системску услугу НОС утврђује на годишњем нивоу, након обављеног поступка набавке ових услуга. У случају непотпуне набавке, за потребе одређивања тарифе за системске услуге може се користити процјена укупних годишњих трошкова.
- (5) Тарифу за системску услугу одређује ДЕРК једном годишње, и подешава је по потреби.

Члан 34.

(Регулација напона и реактивне снаге)

- (1) Производне јединице прикључене на преносни систем на властити трошак одржавају напон у прописаним границама у складу с Мрежним кодексом и својим погонским дијаграмом.
- (2) Изузетно од одредбе става (1) овог члана, у ситуацији повишених напона у преносном систему, ДЕРК може прописати накнаду која се плаћа производним јединицама за рад у капацитивном (подпобудном) режиму с фактором снаге мањим од 0,95 ($\cos \varphi < 0,95$ капацитивно), када произвођачи преузимају реактивну енергију

из преносног система и на тај начин смањују присутни суфицит реактивне снаге и енергије.

- (3) Накнада из става (2) овог члана прописује се на основу анализе рада електропреносног система коју, на властиту иницијативу или на захтјев ДЕРК-а, обавља НОС и показатеља да такав режим рада производних јединица значајно доприноси довођењу напона у 400 kV и 220 kV чвориштима у границе прописане Мрежним кодексом.
- (4) Накнада за рад произвођача у капацитивном режиму је пропорционална количини преузете реактивне енергије и цијене за преузету реактивну енергију из преносног система p_{reakt} (KM/Mvarh) која представља производ коефицијента k_{RG} и референтне цијене електричне енергије на тржишту p_{MR} :

$$p_{reakt} = k_{RG} \times p_{MR}; \quad k_{RG} \geq 0$$

гдје је k_{RG} коефицијент накнаде за рад произвођача у капацитивном режиму.

- (5) Накнаду из става (4) овог члана и улазне параметре за њено одређивање доноси ДЕРК.

Члан 35.

(Могућност покретања електрана без спољног напајања)

Производне јединице које имају могућност покретања електране без спољног (екстерног) напајања пружају ову услугу уз накнаду која се утврђује у фиксном износу. Финансијска накнада покрива трошак покретања производног модула (*black start*) и трошак поступка испитивања (квалификовања) за могућност пружања ове услуге који спроводи НОС.

Члан 36.

(Трошкови губитака у преносном систему)

- (1) Прорачун оправданих трошкова насталих услед губитака електричне енергије у преносном систему, заснива се на износу преносних губитака у годишњем билансу електричне енергије и набавним цијенама електричне енергије за покривање преносних губитака.
- (2) НОС осигурава енергију за покривање губитака у преносном систему набавком на тржишту путем јавних понуда. НОС је дужан да с пружаоцима ове услуге закључи уговоре.
- (3) НОС набавља енергију за покривање губитака на мјесечном нивоу, а у зависности од процјене ситуације на тржишту електричне енергије, те у циљу оптимизације набавке с аспекта цијена и количина, опредјељује се за годишње, полугодишње, тромјесечне или мјесечне поступке набавке, водећи се најбољом праксом.
- (4) Просјечна цијена електричне енергије која се добије годишњом набавком електричне енергије за покривање губитака у преносном систему је референтна цијена електричне енергије на тржишту p_{MR} . Ова цијена се може користити као референтна у циљу одређивања других цијена прописаних Методологијом.
- (5) Приликом набавке електричне енергије на тржишту на начин предвиђен у ставу (3) овог члана, НОС одређује оквирни износ набавке C_F који је једнак умношку набављене енергије W_F и цијене фјучерс производа према HUDEX индексу p_{HUDEX} за предметни период набавке, увећане за коефицијент k_F :

$$C_F = k_F \times W_F \times p_{HUDEX}; \quad k_F \geq 1.$$

Релевантне цијене фјучерс производа су оне које су важеће на дан објаве јавне понуде (тендера).

Коефицијент k_F доноси ДЕРК.

- (6) У сврху дефинисања цијена електричне енергије за покривање губитака у преносном систему, ДЕРК својом одлуком може одредити коришћење других берзанских производа и индексе других берзи електричне енергије у регији.

Члан 37.

(Прекомјерно преузета реактивна енергија)

- (1) Прекомјерно преузета реактивна енергија је позитивна разлика између измјерене реактивне енергије и реактивне енергије која одговара фактору снаге $\cos \varphi = 0,95$ индуктивно, односно то је реактивна енергија која прелази 33% преузете активне енергије.
- (2) НОС обрачунава прекомјерно преузету реактивну енергију из преносног система на основу мјесечних измјерених количина код купаца прикључених на преносни систем, те израђује мјесечни извјештај.
- (3) ДЕРК одређује цијену прекомјерно преузете реактивне енергије из преносног система узимајући у обзир стање напонских прилика у електроенергетском систему.
- (4) Цијена прекомјерно преузете реактивне енергије са преносне мреже p_R је једнака умношку вриједности референтне цијене електричне енергије на тржишту p_{MR} и коефицијента k_R :

$$p_R = k_R \times p_{MR}; \quad k_R \geq 0.$$

- (5) Цијену из става (4) овог члана и улазне параметре за њено одређивање доноси ДЕРК.

Члан 38.

(Одступања балансно одговорних страна од дневног распореда и одступање ЛФЦ подручја БиХ)

- (1) Обрачун одступања балансно одговорних страна од дневног распореда у енергетском и финансијском смислу обавља НОС у складу с Тржишним правилима.
- (2) Трошкове дебаланса за енергију испоручену у сврху покривања губитака у преносном систему сноси НОС.
- (3) Балансно одговорна страна којој припада тржишни учесник с којим је оператор дистрибутивног система закључио уговор о набавци енергије за покривање губитака у дистрибутивном систему, обавезна је платити трошкове одступања у складу са одредбама става (1) овог члана.
- (4) Обрачун и поравнање одступања ЛФЦ подручја БиХ спроводи НОС са другим операторима преносног система Регионалне групе континенталне Европе у складу с Анексом 3 САФА споразума, који се односи на обрачун и поравнање.

Члан 39.

(Обрачун и фактурисање помоћних и системске услуге)

- (1) Фактурисање и плаћање помоћних и системске услуге обавља се на основу обрачуна помоћних и системске услуге који израђује НОС.
- (2) Овај обрачун се доставља балансно одговорним странама, купцима прикљученим на преносни систем, ЛП “Комунално Брчко” и ДЕРК-у. У обрачуну се наводе финансијске и

енергетске позиције НОС-а и балансно одговорних страна. Такође се приказују енергетске позиције тржишних учесника у односу на балансно одговорну страну којој припадају.

- (3) У циљу израде тачног обрачуна, оператори дистрибутивног система дужни су да НОС-у достављају све потребне податке и информације.

ДИО ПЕТИ – ОСТАЛЕ ОДРЕДБЕ

Члан 40. (Надзор)

ДЕРК спроводи активности надзора процеса прикупљања јавних понуда. У циљу спречавања недозвољеног понашања учесника на тржишту, ДЕРК предузима одговарајуће мјере у складу са својим надлежностима.

Члан 41. (Обавезе НОС-а)

За све обавезе наведене у овој методологији НОС на транспарентан начин доноси процедуре како би осигурао несметано и правовремено одвијање активности у својој надлежности. Ове процедуре се односе на израчунавање обима потреба помоћних услуга у ЛФЦ подручју БиХ, набавку помоћних услуга на тржишту, провјере исправности техничких могућности пружалаца, функционисање балансног тржишта, дефинисање квалитета пружених услуга, одговарајуће санкције за непружање услуга, обрачун и извјештавање.

Члан 42. (Тумачење)

- (1) ДЕРК осигурава тумачење овог акта.
- (2) Уколико неко питање није обрађено у овом документу, ДЕРК одлучује о његовом рјешавању у сваком конкретном случају или издаје посебно упутство за примјену појединих одредби ове методологије.

ДИО ШЕСТИ – ПРЕЛАЗНЕ И ЗАВРШНЕ ОДРЕДБЕ

Члан 43. (Престанак важења)

Ступањем на снагу ове методологије, престаје да важи Методологија за израду тарифа за услуге преноса електричне енергије, независног оператора система и помоћне услуге – Други пречишћени текст (“Службени гласник БиХ”, број 68/21).

Члан 44. (Објава Методологије)

Ова методологија ступана снагу осмог дана од дана објављивања у “Службеном гласнику БиХ”.

Број: 04-02-2-226-12/25
24. септембра 2025. године
Тузла

Предсједавајући Комисије
Суад Зељковић