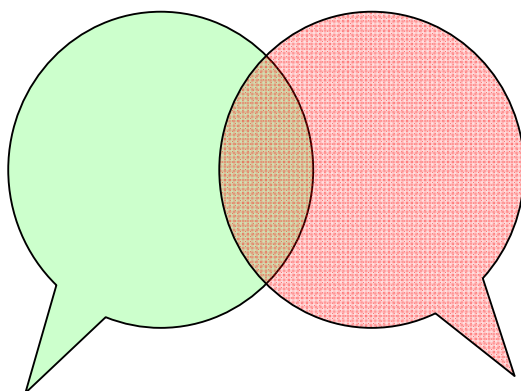




Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске

Регулисање квалитета снабдијевања електричном енергијом



**Радно-консултативни материјал
2013.г.**

Требиње, јануар 2013.г.



Садржај:

Оквир документа	6
1. Увод	7
1.1. Минимални стандарди квалитета	8
1.2. Могућност увођења општих стандарда и подстицајне тарифне методологије	8
2. Преглед предузетих активности на регулisaњу квалитета снабдијевања и постојећег стања квалитета снабдијевања	9
2.1. Преглед предузетих активности на регулisaњу квалитета снабдијевања	9
2.2. Постојеће стање квалитета снабдијевања у Републици Српској	10
2.2.1 Комерцијални квалитет услуге дистрибуције и снабдијевања електричном енергијом	14
2.2.2 Издавање електроенергетских сагласности и прикључење објеката на дистрибутивну мрежу	14
2.2.3 Рад услужног центра и одјељења за рјешавање приговора и жалби	15
2.2.4 Мјерење, читање и обрачун електричне енергије	17
2.2.5 Искључење и обустава испоруке	17
2.2.6 Квалитет напона напајања	18
3. Измјене и допуне прилога Општих услова (Квалитет снабдијевања електричном енергијом)	21
3.1. Дефиниције	21
3.2. Методологија за израчунавање дужине трајања и броја прекида по крајњем купцу у току године	21
3.3. Класификација непланираних прекида према узроку	21
3.3.1. Мјере Регулаторне комисије	22
3.3.2 Приједлог измјена дефиниција класификације прекида (Виша сила, одговорност треће стране и одговорност дистрибутера)	25
3.3.2.1. Континуитет испоруке	25
3.3.2.2. Комерцијални квалитет	26
3.3.2.3. Квалитет напона	27
4. УТВРЂИВАЊЕ СТАНДАРДА	27
4.1. Регулisaње континуитета испоруке на системском нивоу	27
4.1.2. Избор показатеља континуитета у односу на узрок прекида	27
4.1.3. Могући општи стандарди континуитета испоруке	27
4.1.4. Циљни ниво континуитета испоруке	27
4.1.5. Системски стандарди континуитета испоруке	28
4.2. Гарантовани стандарди континуитета испоруке	29
4.2.1. Гарантовани стандарди за трајање непланираних прекида за крајње купце на средњем напону на нивоу године	29
4.2.2. Гарантовани стандарди за трајање појединачног непланираног прекида на ниском напону	29
4.2.3. Гарантовани стандарди за број краткотрајних прекида на ниском напону	30
4.3. Комерцијални квалитет снабдијевања	30
4.3.1 Општи стандарди комерцијалног квалитета	30
4.3.2. Гарантовани стандарди комерцијалног квалитета	31
4.4. Квалитет напона	32
5. Стандарди квалитета и увођење подстицајне тарифне методологије	32
5.1. Веза стандарда квалитета и тарифне методологије	32
5.2. Примјер примјене словеначке методологије на РС	33
5.2.1. Остварени и задати показатељи квалитета	35
5.2.2. Вриједности параметара шеме оправданости надгледаних трошкова рада и одржавања	35
5.3. Примјер примјене бугарске методологије на РС	38
6. Компензације	40
6.1. Компензација за неиспуњење гарантованог стандарда за годишње трајање непланираних прекида испоруке за купце чији су објекти прикључени на средњи напон	40
6.2. Компензација за неиспуњење гарантованог стандарда за трајање појединачног непланираног прекида на ниском напону	42
6.3. Компензација за неиспуњење гарантованог стандарда за број краткотрајних прекида на ниском напону	45



Регулаторна
комисија

Радни материјал
на увођењу стандарда квалитета снабдијевања у Републици Српској
-документ за разматрање-

страна
3 од 46

7. Информисање	46
8. Закључак	46
9. Референце - Литература	46



Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске

При изради овог документа употребљене су сљедеће скраћенице и технички стандарди:

а) Скраћенице:

SAIDI	System average interruption duration index Означава просјечно збирно вријеме трајања прекида напајања по крајњем купцу, најчешће се рачуна на нивоу године и изражава се у минутима, односно сатима. У прилогу Општих услова за испоруку и снабдијевање електричном енергијом скраћеница је дата као (ДТП). Збир укључује све дуготрајне прекиде у току године, одвојено за планиране и непланиране прекиде.
SAIFI	System average interruption frequency index Означава просјечан број прекида напајања по крајњем купцу, најчешће се рачуна на нивоу године и изражава се у минутима, односно сатима. У прилогу Општих услова за испоруку и снабдијевање електричном енергијом скраћеница је дата као (БДП). Збир укључује све дуготрајне прекиде напајања у току године, одвојено за планиране и непланиране прекиде.
MAIFI	Momentary average interruption frequency index Број краткотрајних прекида напајања крајњих купаца у току године (БКП) (чије је трајање дуже од 1 секунде, а краће и једнако 3 минута).
IEEE	The Insitute of Electrical and Electronics Engineers
AMI-AMM	Advanced metering infrastructure - advanced metering managment Напредна инфраструктура за даљинско читавање потрошње - Напредан систем за управљање даљинским читавањем потрошње
CEER	Council of European Energy Regulators
ENS	Energy non supplied (Неиспоручена електрична енергија)
EN	Европски стандард
CENELEC	European Committee for electrotechnical standardization
IEC	International Electrotechnical Commission - Међународна електротеничка комисија
MED	Major event days ("дани са вишом силом")
CH	Средњи напон
HN	Ниски напон
ДСО	Оператор дистрибутивног система-дистрибутер
IBR	Incentive based regulation
БАС	Босанскохерцеговачки стандард

б) Технички стандарди:

БАС EN 50160	Карактеристике напона у јавним дистрибутивним мрежама
IEEE Std 1366TM-2003	IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices
БАС EN 61000-4-30	Технике испитивања и мјерења - Методе мјерења квалитета енергије
БАС EN 60038	CENELEC стандардни напони
БАС EN 50423-3	Надземни електрични водови наизмјеничне струје напона изнад 1 kV до и укључујући 45 kV - Дио 3: Комплет прописа на



	државном нивоу
БАС EN 50341-1	Надземни електрични водови за наизмјеничне напоне преко 45 kV – Дио 1: Општи захтјеви; Заједничке спецификације
БАС EN 50341-1/A1	Амандман 1
БАС EN 60383-1:2012	Изолатори за надземне водове номиналног напона изнад 1 kV - Дио 1: Порцеланске или стаклене изолаторске јединице за системе наизмјеничне струје – Дефиниције, методе испитивања и критериј прихватљивости
БАС EN 60383-1/A11	Амандман 11
БАС EN 60383-2:2012	Изолатори за надземне водове номиналног напона изнад 1 kV - Дио 2: Изолаторски ланци и изолаторски комплети за системе наизмјеничне струје – Дефиниције, методе испитивања и критериј прихватљивости
БАС EN 61109	Изолатори за надземне водове – Композитни овјесни и затезни изолатори за системе наизмјеничне струје номиналног напона вишег од 1000 V – Дефиниције, методе испитивања и критерији прихватљивости
БАС EN 61952	Изолатори за надземне водове – Композитни потпорни изолатори за системе наизмјеничне струје номиналног напона вишег од 1000 V – Дефиниције, методе испитивања и критеријум прихватљивости



Оквир документа

1. На основу Закона о енергетици (Службени гласник Републике Српске, број 49/09), члана 24. Закона о електричној енергији (Службени Гласник Републике Српске, број 8/08, 34/09, 92/09 и 1/11) и члана 64. Општих услова за испоруку и снабдијевање електричном енергијом - пречишћени текст (Службени Гласник Републике Српске, број 90/12) Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске је надлежна да регулише квалитет услуге и унапређује поузданост система за дистрибуцију електричне енергије. Израда "Радног материјала на увођењу стандарда квалитета снабдијевања електричном енергијом" се намеће као неопходан корак прије израде самих стандарда.
2. Документ за консултације је намјењен свим операторима дистрибутивног система, корисницима дистрибутивне мреже, те снабдјевачима електричном енергијом и другим заинтересованим лицима.
3. Потреба за јавном консултацијом радног материјала и прикупљањем коментара и приједлога је у сврху израде што квалитетнијих подзаконских аката који ће бити предмет јавног разматрања. У радном материјалу Регулаторна комисија је покушала представити најшира почетна размишљања о увођењу стандарда квалитета снабдијевања, што би се након јавних консултација svelo на разумну адекватну мјеру са највећом користи за стварање услова за повећање сигурности и квалитета снабдијевања електричном енергијом кроз санације, обнову и развој дистрибутивних капацитета, те кроз унапређење заштите купаца подизањем нивоа квалитета кининуитета испоруке и комерцијалне услуге.
4. Регулаторна комисија ће на основу повратне информације, достављених приједлога и анализа израдити нацрте прописа из надлежности рада Регулаторне комисије који ће бити предмет јавног разматрања.



1. Увод

Регулаторна комисија је у оквиру реализације плана активности за 2012. годину отпочела са додатним анализама у сврху унапређења нивоа регулисања квалитета снабдијевања који ће подстаћи регулисана предузећа на ефикасније инвестирање у дистрибутивну мрежу и оптимизацији активности рада и одржавања са циљем очувања, односно побољшања квалитета снабдијевања електричном енергијом.

Квалитет снабдијевања електричном енергијом је један од кључних задатака оператора дистрибутивног система, који се мора довести на одговарајући ниво, како би увођење нових технологија и новог окружења у дистрибутивној дјелатности добило пуни смисао и ефекат.

Праћење квалитета напона има поред интерних користи дистрибутера и важну улогу при утврђивању услова за улагање у нове пројекте (АМИ-АММ, "Паметне мреже", итд.).

У овом периоду коришћење методе економске регулације у сектору електричне енергије, наручито за дјелатност дистрибуције електричне енергије која се заснива на одобреном потребном приходу, може имати дугорочне негативне последице на квалитет снабдијевања. Зато се и саме методологије надограђују са регулисањем квалитета снабдијевања, које се заснива на техно-економским параметрима уз очување и побољшање нивоа квалитета снабдијевања. Примјер добре праксе на том подручју јесу и државе у оквиру Европске уније које су на тај начин поправиле квалитет снабдијевања електричном енергијом, а један од предуслова за примјену поменутог начина регулисања квалитета јесу улазни подаци о квалитету снабдијевања довољно квалитетни и провјерени редовним надзорима.

Регулаторна комисија је доношењем Општих услова за испоруку и снабдијевање електричном енергијом у 2006. години, а затим и Правилника о извјештавању у 2007. години прописала обавезу и форму извјештавања о квалитету снабдијевања електричном енергијом, чиме је започела регулација квалитета снабдијевања електричном енергијом у Републици Српској, кроз јавно објављивање података. Каснијим измјенама Општих услова за испоруку и снабдијевање електричном енергијом, као и Правилника о извјештавању се сама форма извјештавања дорађивала и побољшавала у сегменту обима података и садржају самих образаца за извјештавање. Од 2012. године, тачније од мјесеца августа дистрибутивна предузећа заједно са Матичним предузећем врше и системска мјерења квалитета напона и анализе измјерених величина у односу на стандард у карактеристичним мјестима у дистрибутивној мрежи, тако да је и у том дијелу квалитета снабдијевања постигнут одређени напредак. Кроз надзорне провјере дистрибутивних предузећа у 2011. и 2012. години утврђено је да су подаци о континуитету испоруке релативно добри, мада вриједности удјела непланираних прекида изазваних вишом силом, одговорношћу дистрибутера или треће стране се, према достављеним подацима, знатно разликују по дистрибуцијама, али већином у корист "више силе" што упућује на проблематику примјене методологије евидентирања прекида и квалитета појединих параметара континуитета испоруке електричне енергије (нпр. непланирани прекиди који су одговорност дистрибутера). Ипак се ови показатељи користе при изради годишњих извјештаја о раду Регулаторне комисије за енергетику Републике Српске. У позадини ових активности намеће се ревизија методологије о прикупљању података у погледу дефиниција више силе, одговорности треће стране и одговорности дистрибутера. Регулаторна комисија је поред регулаторног извјештавања израдила прорачун ових параметара, да би се подаци о прекидима усљед више силе провјерили путем статистичке методе по стандарду IEEE 1366-2003 који користе неке земље. Као што је и наглашено у извјештају о раду за 2011. годину током те године од стране Регулаторне комисије су припремани документи којима ће се утврдити специфични стандарди који садрже кодекс понашања према купцу и општим домаћим и прихваћеним међународним стандардима за електричну енергију прилагођени нашем окружењу и подручју и перспективи развоја електродистрибутивног система. Неке државе су прије доношења стандарда квалитета снабдијевања приступале и изради одређених студија о трошковима у систему изазваних прекидима у напајању и изобличењима напона (које су и препоручиване од стране CEER-a¹). Ми смо користили резултате неких студија које су урађене у појединим земљама. Уопште говорећи у

¹ Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances- Ref: C10-EQS-41-03 7 December 2010.



регулацији квалитета снабдијевања електричном енергијом постоје четири основна регулаторна инструмента:

- Објављивање података о квалитету снабдијевања је најједноставнији регулациони инструмент;
- Утврђивање минималних стандарда квалитета;
- Увођење система кажњавања и награђивања и оно је врло сложено;
- Увођење подстицајне методологије утврђивања дистрибутивне мрежне тарифе;
- Усвајање квалитета већег од стандарда.

1.1. Минимални стандарди квалитета

Да би се омогућио систем минималних стандарда квалитета потребно је пратити показатеље поузданости на сваком обрачунском мјерном мјесту, затим прописати стандардне нивое квалитета снабдијевања електричном енергијом, као и увести системе плаћања накнаде за одступање. Ово подразумијева да би регулација квалитета електричне енергије требала започети тако што ће се увести минимални стандарди квалитета те би дистрибутери плаћали накнаду купцима уколико одступају од њих. У циљу побољшања квалитета снабдијевања уобичајено се проводе следећи поступци:

- мјерење и објављивање података у поступку регулације квалитета електричне енергије;
- утврђивање, од регулатора одобреног и провјерљивог, поступка прикупљања података;
- прикупљање података на нивоу појединог купца, односно мјерног мјеста, који би омогућавали примјену минималних стандарда квалитета;
- утврђивање броја купаца који имају квалитет мањи од прописане минималне вриједности;
- одређивање методологије исплате накнада за одступање (аутоматски или на захтјев);
- дефинисање методологије утврђивања накнаде;
- дефинисање за које би се све аспекте квалитета услуга (комерцијална, поузданост напајања, напон) примјењивале накнаде за одступање.

Из наведеног произилази да увођење стандардног нивоа квалитета снабдијевања и накнада за одступање треба да буде постепено. За сваки вид квалитета снабдијевања је неопходно одредити прикладне инструменте и редосљед њиховог увођења.

Одредити само општи стандард који се односи на системски ниво може бити лоше, јер и даље могу постојати подручја са лошим квалитетом, док одредити гарантовани стандард за све појединачне случајеве проузрокује знатне трошкове у систему са другим посљедицама.

Минимални стандарди квалитета могу бити:

- на системском нивоу (у одређеном периоду долази до побољшања општег квалитета) или
- гарантовани стандарди ("штите" најугроженије крајње купце).

Гарантовани стандард може бити максимално трајање сваког непланираног прекида (нпр. од 4, па до 24 сата) или кумулативно годишње трајање, односно број непланираних прекида. Стандард може бити варијабилан у току године (зимска и љетна сезона), као и у зависности од напонског нивоа. Модел компензације може бити аутоматски или на захтјев крајњег купца. Одређени износ компензације може зависити и од врсте купца тј. категорије потрошње, а потребно је дефинисати и минимални и максимални износ обештећења.

1.2. Могућност увођења општих стандарда и подстицајне тарифне методологије

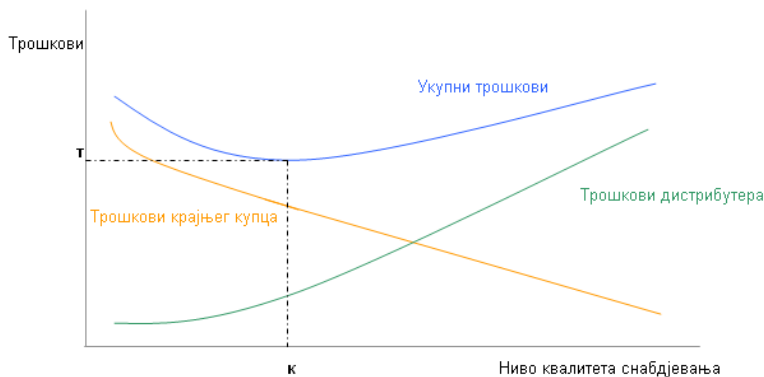
Други сегмент који постоји у регулацији квалитета снабдијевања јесте систем финансијског утицаја на приход предузећа, увођењем подстицајних метода регулације тзв. "PENALTY-REWARD



SCHEMES", односно "IBR" (Incentive Based Regulation) који се користи у примјени општин стандарда. Уведен је као подстицај дистрибутивним предузећим да одржавају и повећавају ниво квалитета услуге. Уколико би се Регулаторна комисија одлучила и за овај вид регулације кораци које би требало предузети у овом процесу су:

- Дефинисати циљеве;
- Извршити избор параметара квалитета снабдијевања који ће бити регулисани;
- Одредити базну годину која ће служити као основ за одређивање годишњих вриједности стандарда у новом регулаторном периоду;
- Повезати могући ниво оствареног квалитета са приходом предузећа.

Основна претпоставка је да је квалитет снабдијевања блиско повезан са улагањима у мрежу, односно да зависи од поузданости сваког елемента у мрежи. На поузданост мреже утичу и саме процедуре и поступци редовног одржавања као и планске инвестиције у побољшање квалитета снабдијевања. График трошкова система би у теорији изгледао као на слици доле.



Трошкови крајњег купца су представљени као трошкови прекида који су једнаки трошковима неиспоручене електричне енергије (ENS). Регулисање на општем нивоу са циљним показатељима, захтијева измјене Правилника о тарифној Методологији и тарифном поступку за електричну енергију ("Службени гласник Републике Српске", број 96/12) увођењем подстицајне методологије. Методе при дефинисању стандарда су или одређивање циљних показатеља за сваку годину или одредити стандарде који ће важити у периоду од неколико година ("регулаторни период"). Овај начин се користи и за регулисање комерцијалног квалитета услуге. Док се за континуитет испоруке најчешће користи прва метода.

Код гарантованих стандарда надокнада се одређује или у фиксном износу (већина комерцијалог квалитета) или према одређеној формули када је ријеч о континуитету испоруке. Регулисање општих системских показатеља континуитета испоруке базирано је прије свега на утицају на приход дистрибутера (Тзв. "Ex post" анализи);

Регулаторна комисија има за циљ да у следећем периоду додатно уреди методологију за прикупљање података за идентификоване мањкавости (деф. више силе, итд.), утврди минималне стандарде квалитета снабдијевања (континуитет испоруке и комерцијални квалитет) за заштиту најлошије нападаних купаца, те изврши додатну анализу регулисања квалитета напона напајања.

2. Преглед предузетих активности на регулисању квалитета снабдијевања и постојећег стања квалитета снабдијевања

2.1. Преглед предузетих активности на регулисању квалитета снабдијевања

Регулаторна комисија је како је већ у уводном дијелу истакнуто у оквиру својих надлежности претходних година почевши од:



- 2006-2007:
 - донијела Опште услове за испоруку и снабдијевање електричном енергијом и Прилог 1 - Квалитет снабдијевања,
 - донијела Правилник о извјештавању,
 - јавно објављивала годишњи извјештај о раду са дијелом о квалитету снабдијевања,
 - обављала надзорне провјере дистрибутивних предузећа.
- 2008-2010:
 - донијела нове Опште услове, те и измјене и допуне Општих услова за испоруку и снабдијевање електричном енергијом и Прилог 1 - Квалитет снабдијевања,
 - донијела нови Правилник о извјештавању, са редефинисаним обрасцима за извјештавање о квалитету снабдијевања (комерцијални квалитет, квалитет напона и континуитет испоруке),
 - јавно објављивала годишњи извјештај о раду са дијелом извјештаја о квалитету снабдијевања, на основу података које достављају дистрибутивна предузећа,
 - обављала надзорне провјере дистрибутивних предузећа.
- 2011-2012:
 - донијела измјене и допуне Општих услова за испоруку и снабдијевање електричном енергијом и Прилог 1 - Квалитет снабдијевања,
 - донијела нови Правилник о извјештавању, са редефинисаним обрасцима за извјештавање о квалитету снабдијевања (комерцијални квалитет),
 - јавно објављивала годишњи извјештај о раду са дијелом извјештаја о квалитету снабдијевања, на основу података које достављају дистрибутивна предузећа,
 - обављала надзорне провјере дистрибутивних предузећа,
 - израдила почетни радни материјал у вези утврђивања стандарда квалитета снабдијевања и методологије и висине надокнаде за компензацију.

Последњим измјенама и допунама Општих услова уведена је обавеза дистрибутера да системски прати ниво напона у дистрибутивној мрежи. Три циклуса мјерења квалитета напона у дистрибутивној мрежи су већ достављена на преглед Регулаторној комисији од августа 2012. године. Као дио Правилника о извјештавању израђено је кратко упутство за попуњавање појединих кључних параметара комерцијалног квалитета. Од 2010. године, у обрасцима за извјештавање о континуитету испоруке прорачун показатеља континуитета испоруке се од тада врши аутоматски, мада и даље у "excel" програму, док је у периоду 2008-2010. године дистрибутер сам вршио прорачун ових показатеља (полуаутоматски кроз табеле, филтер листе, израду "pivot" табела).

2.2. Постојеће стање квалитета снабдијевања у Републици Српској

Овај преглед у ствари представља исјечак из годишњег извјештаја Регулаторне комисије за 2011. годину са одређеним допунама.

Подаци који се овдје презентују су прикупљени на нивоу 2011. године и евидентирани су од корисника дозвола за дистрибуцију електричне енергије и корисника дозвола за снабдијевање тарифних купаца електричном енергијом. Такође, дат је упоредни преглед ових показатеља по дистрибуцијама и за временски период од претходних пет година. Процес прикупљања података о квалитету снабдијевања је интерактиван процес. Веома је важно да су прекиди документовани, макар и ручно (књига дневника погонских догађаја), а подаци се провјеравају у поступку надзорних провјера. Процес евидентирања прекида се тренутно обавља већином ручно у јединственом обрасцу за вођење евиденције прекида у испоруци електричне енергије. У наредном периоду се очекује, у складу са развојем даљинског управљања, односно увођењем SCADA

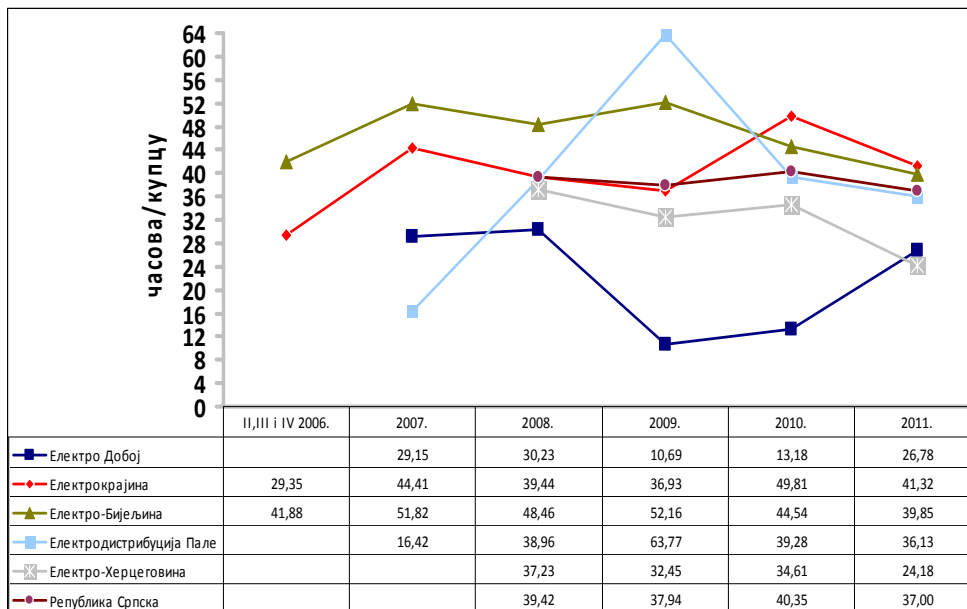


система у дистрибутивни систем, примјеном нових технологија и осавремењавањем цијелог дистрибутивног система, да се и евиденција показатеља квалитета снабдијевања осавремени примјеном одговарајућих апликација, те самим тим и њихов унос, обрада и анализа модернизује и повећа тачност самих података, а на крају и сама провјера и обрада учини једноставнијом.

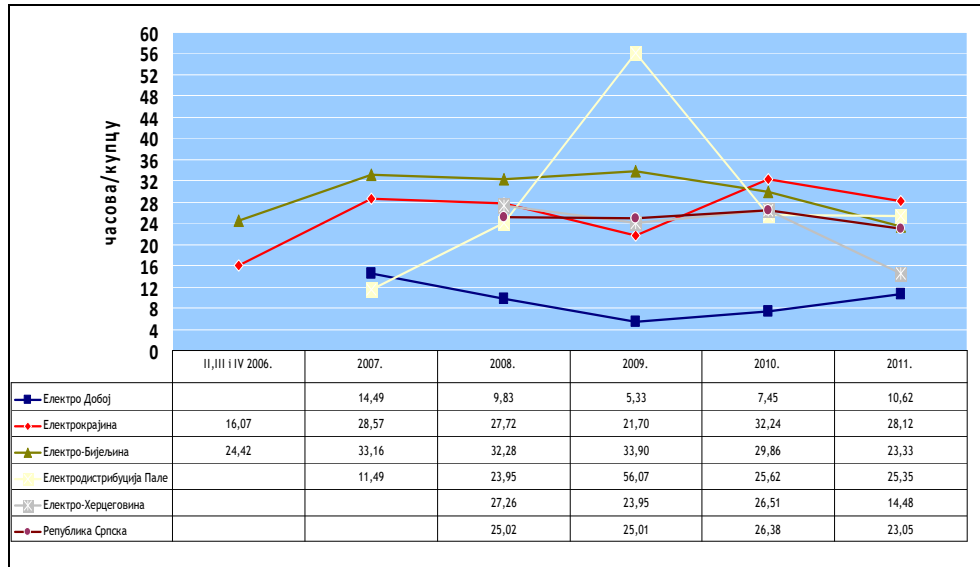
Вриједности показатеља континуитета испоруке електричне енергије за 2011. годину дати су на слици 1, а слике 2, 3, 4 и 5 приказују тренд дужине трајања и броја укупних и непланираних прекида у претходним годинама.



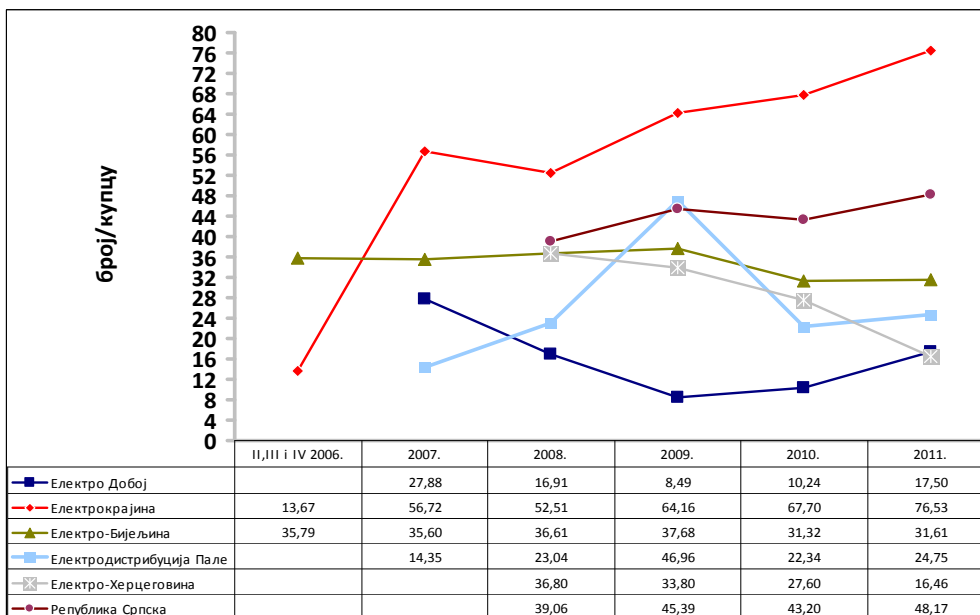
Слика 1 - Показатељи континуитета испоруке електричне енергије РС за 2011. годину



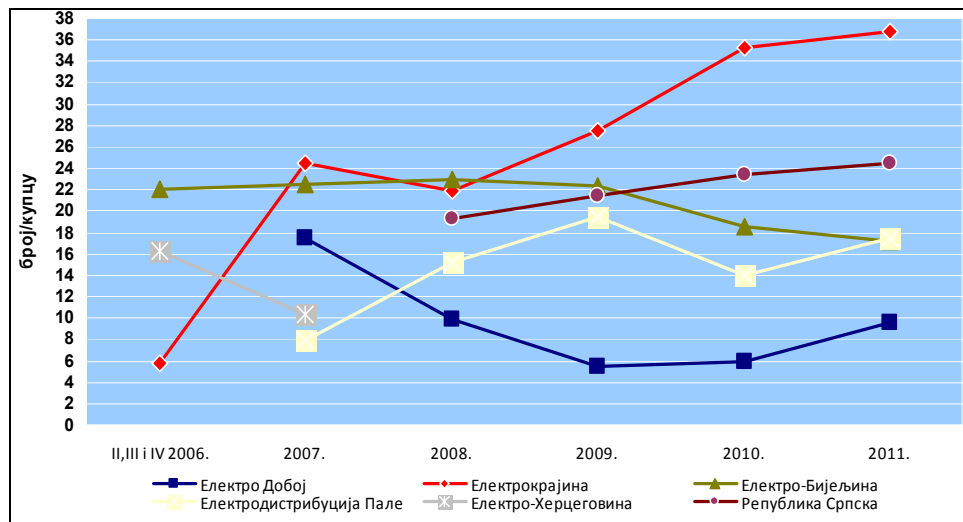
Слика 2 - Дужина укупних прекида у испоруци електричне енергије



Слика 3 - Дужина непланираних прекида у испоруци електричне енергије (сви узроци)



Слика 4 – Број укупних прекида у испоруци електричне енергије



Слика 5 – Број непланираних прекида у испоруци електричне енергије

Сагледавањем свих података, и графичких и табеларних, и анализирањем прекида по узроку, дефинисаној подјели дистрибутивних подручја и напонском нивоу долази се до одређених закључака који захтијевају дубљу анализу података и од стране самих дистрибутивних предузећа. Прва опажања су велике разлике у вриједности показатеља по појединим дистрибуцијама, знатне разлике на нивоу године за исто дистрибутивно подручје, те благи тренд опште поправке показатеља континуитета испоруке - дужина непланираних прекида и погоршања у погледу броја непланираних прекида. Тако, значајан удио у непланираним прекидима према достављеним подацима чине прекиди изазвани догађајима "више силе". Прекиди испоруке који се дешавају на средњенапонској мрежи погађају највећи број крајњих купаца, што је и за очекивати. Дужина трајања и број прекида у испоруци имају неколико пута веће вриједности у сеоским, него у градским подручјима. Ако се разматрају прекиди у испоруци електричне енергије на дистрибутивној мрежи у 2011. години и упоређују са подацима из 2010. године долази се до следећег:

- укупни (непланирани) прекиди по крајњем купцу износе 1383 минута (нешто изнад 23 сата), показатељ поправљен у односу на 2010. годину за три сата;
- непланирани прекиди усљед одговорности дистрибутера износе 5 сати на нивоу Републике Српске, што је боље за 2,8 сати у односу на 2010. годину, а изражено у процентима 21% од укупних (непланираних) прекида, и то код појединих дистрибуција: 3,5 сати (12,5%) на подручју Електрокрајине, 16,5 сати (70%) на подручју Електро-Бијељине, 11 минута (0,4%) на подручју Електродистрибуције Пале, док на подручју Електро-Херцеговине и Електро Добоја према достављеним подацима скоро да и није било прекида усљед одговорности дистрибутера.
- укупни (непланирани) прекиди на сеоском подручју износе 39,5 сати по крајњем купцу, на приградском подручју 9,1 сати, док на градском подручју износе око четири сата, што је видно побољшање у односу на исте параметре у 2010. години (у процентима од 20% на сеоском подручју до 50% на градском подручју).

Показатељи континуитета испоруке електричне енергије, као што се види и на слици 2 и 3, имају различите вриједности на појединим дистрибутивним подручјима, што зависи од низа фактора, мада се у 2011. години примјећује тренд приближавања вриједности показатеља. Такође, вриједности удјела непланираних прекида изазваних вишом силом, одговорношћу дистрибутера или треће стране се, према достављеним подацима, знатно разликују по дистрибуцијама, што упућује на неједнообразан начин примјене методологије евидентирања прекида. Потребно је напоменути да Правилником о извјештавању и Општим условима није одређен критеријум за класификацију дистрибутивних подручја на градско, приградско и сеоско подручје, али су дистрибутивна предузећа у 2006. години извршила ову подјелу. Разлог за вишеструко већи број и



дужину прекида у сеоским подручјима је посљедица стања дистрибутивне мреже која се састоји од старијих мрежних објеката незадовољавајућих техничких карактеристика. Сеоска мрежа је радијалног карактера са дугим водовима, а сеоска подручја су на брдско-планинском подручју у већем дијелу Републике Српске, осим подручја на сјеверу и крашких поља у југоисточном дијелу. Чешћи кварови у таквој мрежи су узрок прекида напајања електричном енергијом са значајнијим трајањем. Један од реалних узрока вишеструко већих показатеља јесте и велики удио надземних водова у дистрибутивној мрежи Републике Српске (око 93%).

Које мјере предузети да би се поправила ситуација у погледу континуитета испоруке у Републици Српској?

У одређеним случајевима, рјешење је обезбјеђење резервног напајања на средњенапонском нивоу, затим унапријеђење техничке опремљености и степена аутоматизације дистрибутивне мреже, квалитетније планирање редовног одржавања дистрибутивне мреже, те правовремено инвестирање у дистрибутивну мрежу и искориштење одређеног степена техничко-организационе резерве за побољшање поузданости рада дистрибутивног система.

2.2.1 Комерцијални квалитет услуге дистрибуције и снабдијевања електричном енергијом

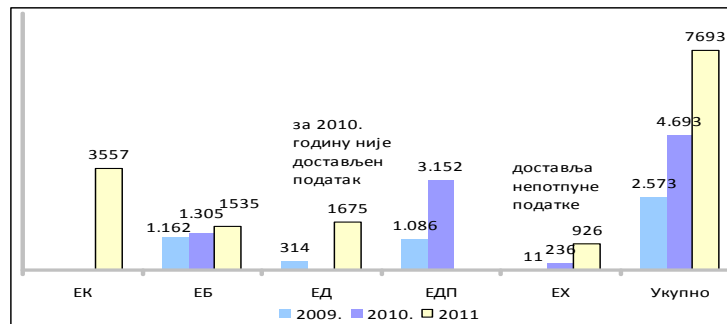
Ове услуге се могу подијелити на одређене цјелине, које су праћене одговарајућим обрасцима за извјештавање Регулаторне комисије и то:

- ⇒ издавање електроенергетских сагласности и прикључење објеката на дистрибутивну мрежу,
- ⇒ рад услужног центра и одјељења за рјешавање приговора и жалби,
- ⇒ технички аспект комерцијалног квалитета,
- ⇒ одржавање мјерних уређаја,
- ⇒ мјерење, читање и обрачун електричне енергије и
- ⇒ искључење и обустава испоруке.

У протеклом периоду дошло је до формирања и почетка рада услужних центара у дистрибуцијама Републике Српске. На основу достављених података о комерцијалном квалитету у 2011. години, извршена је њихова анализа и графичко представљање вриједности одређених показатеља. Услужни центар дистрибутера је надлежан како за дистрибутивну дјелатност тако и за дјелатност снабдијевања електричном енергијом.

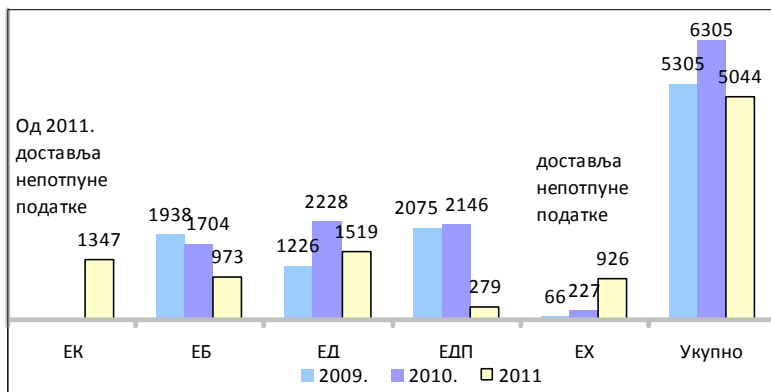
2.2.2 Издавање електроенергетских сагласности и прикључење објеката на дистрибутивну мрежу

Преглед броја издатих електроенергетских сагласности за крајње купце на ниском напону, те број прикључења објеката на дистрибутивну мрежу и закључених уговора о снабдијевању приказан је на сликама број 6, 7 и 8.

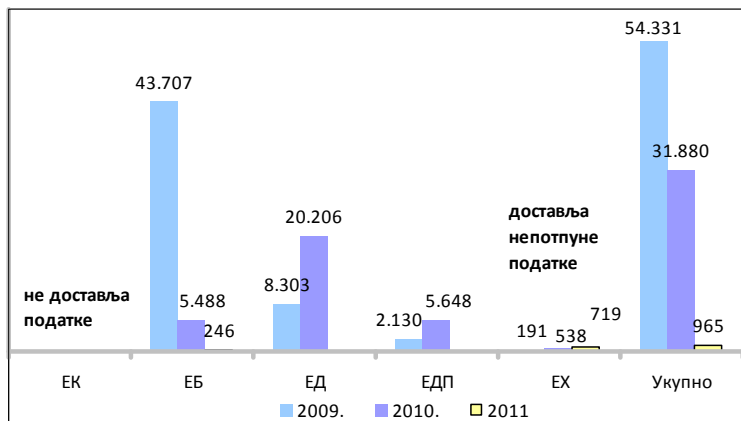


Слика 6 - Број издатих електроенергетских сагласности (ЕЕС) на ниском напону²

Просјечно вријеме потребно за издавање електроенергетске сагласности се креће од пет до осам дана од дана подношења уредног захтјева (30 дана рок према одредбама Закона о електричној енергији и Општим условима).



Слика 7 - Број прикључења објекта крајњих купаца



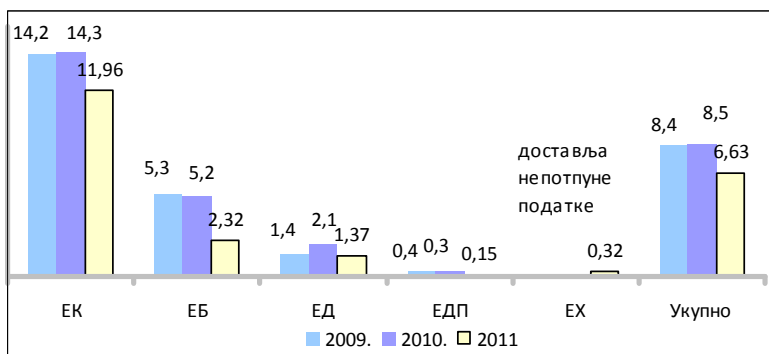
Слика 8 - Број закључених уговора о снабдијевању електричном енергијом

У број закључених уговора о снабдијевању (средњи и ниски напон) укључени су и "стари" крајњи купци који нису имали уговоре о снабдијевању.

2.2.3 Рад услужног центра и одјељења за рјешавање приговора и жалби

Преглед броја приговора крајњих купаца, те броја посјета услужним центрима и броја позива крајњих купаца приказан је на сликама бр. 9, 10 и 11. Ради поређења показатеља у овим сегментима рада дистрибуција, број је приказан у односу на 100 крајњих купаца.

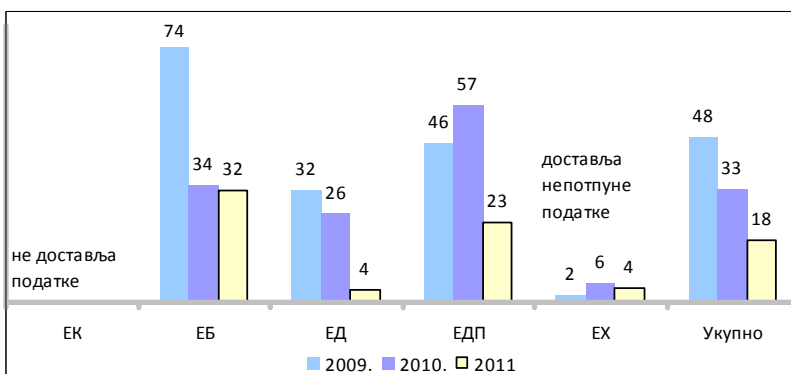
² ЕК – МХ ЕРС ЗП "Електрокрајина" а.д. Бања Лука; ЕБ – МХ ЕРС ЗЕДП "Електро-Бијељина" а.д. Бијељина; ЕД – МХ ЕРС ЗП "Електро Добој" а.д. Добој; ЕДП – МХ ЕРС ЗП "Електродистрибуција" а.д. Пале; ЕХ – МХ ЕРС ЗП "Електро-Херцеговина" а.д. Требиње



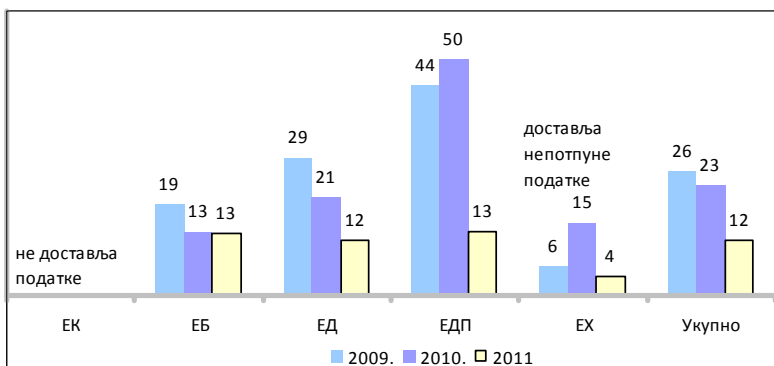
Слика 9 - Број приговора на 100 крајњих купаца

Просјечно вријеме потребно за одговор на приговор и жалбу крајњег купца у писаној форми креће се од два до десет дана (10-15 дана рок према одредбама Закона о електричној енергији и Општим условима).

Подаци из Електрокрајине обухватају и рекламације, па отуда и несразмјера са другим дистрибуцијама, мада је евидентан повећан број приговора на подручју Електрокрајине.



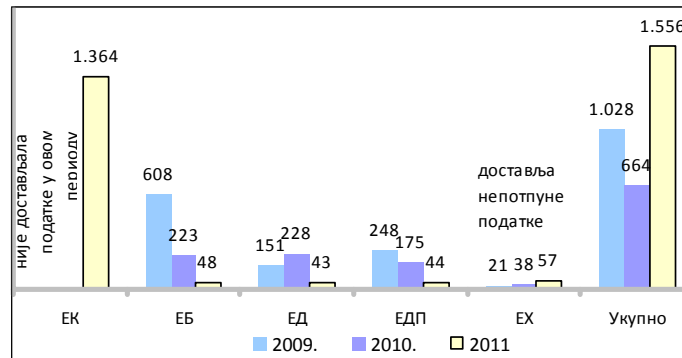
Слика 10 - Број посјета услужном центру на 100 крајњих купаца



Слика 11 – Број телефонских позива услужном центру на 100 крајњих купаца

Преглед броја пријављених проблема са мјерењем, те броја искључених крајњих купаца и броја поново укључених након искључења због неплаћања приказан је на сликама број 12, 13 и 14.

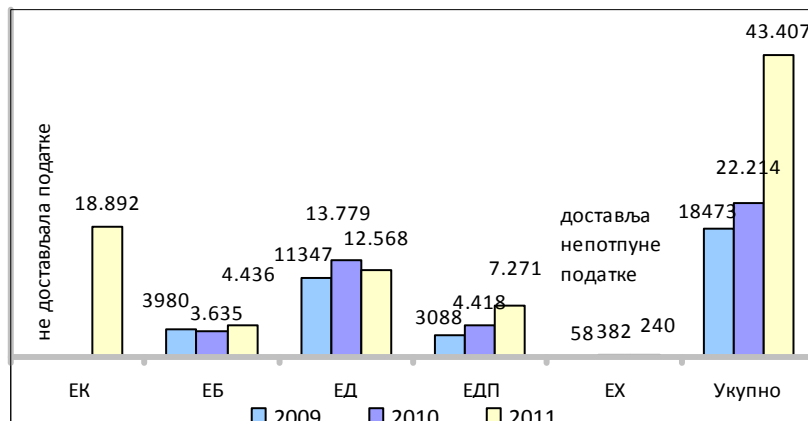
2.2.4 Мјерење, очитање и обрачун електричне енергије



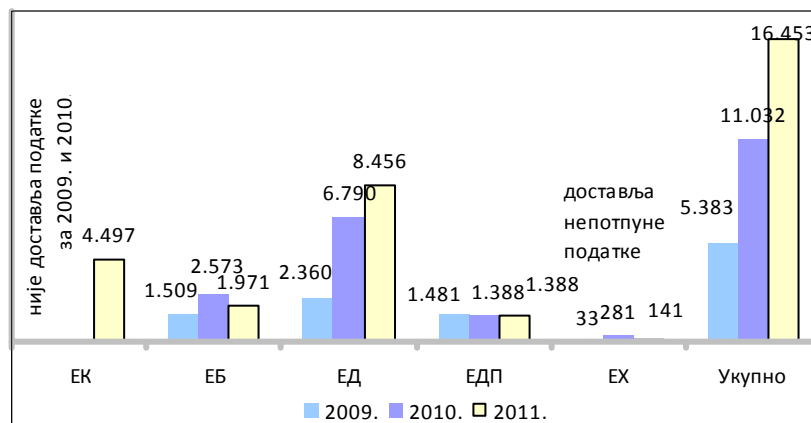
Слика 12 - Број пријављених проблема са мјерењем електричне енергије

Просјечно вријеме потребно за обезбјеђење исправног мјерења се креће од два до четири дана. Обрачунски период између два очитања бројила је мјесец дана, а на годишњем нивоу према достављеним подацима имамо нешто мање од 12 очитања бројила.

2.2.5 Искључење и обустава испоруке



Слика 13 - Број свих искључења крајњих купаца



Слика 14 - Број поновних укључења након искључења због неплаћања

По правилу, поновно укључење након искључења због неплаћања, када је крајњи купац отклонио разлог за обуставу, дистрибутер обавља најкасније идућег радног дана.

Ове услуге које по свом карактеру већином имају природу јавних услуга понекад су значајније од квалитета континуитета испоруке, нарочито за крајње купце из категорије домаћинстава. Критеријуми врједновања ових услуга су потребно вријеме и квалитет извршења појединих услуга, за које су неки рокови прописани Општим условима за испоруку и снабдијевање електричном енергијом. На основу ових показатеља, може се оцијенити рад дистрибутера и његово настојање да побољша услуге које пружа крајњем купцу, али и евентуално сигнал лошије и некавалитетне услуге.

2.2.6 Квалитет напона напајања

Крајњи купац, према одредбама Општих услова, има право на бесплатну провјеру квалитета напона напајања на свом примопредајном мјесту. Системско праћење квалитета напона, што је обавеза од 2012. године, се врши одговарајућим мјерењима у појединим тачкама дистрибутивне мреже, а према достављеним подацима снимање напонских прилика се врши помоћу мјерно-аквизиционе опреме у складу са захтјевима стандарда IEC 61000-4-30. Квалитет напона напајања се прати и кроз извјештавање дистрибутера о ревитализацији трафо рејона са лошим напонским приликама, броја жалби крајњих купаца упућених дистрибутеру на квалитет напона напајања и броја поправки напонских прилика.

МХ "Електропривреда" Републике Српске, Матично предузеће а.д. Требиње Дирекција за дистрибуцију је донијела одлуку о покретању активности на анализи квалитета електричне енергије. У досадашњем периоду су извршена три циклуса мјерења и израђени извјештаји:

1. 16.07. до 22.07.2012. године,
2. 17.09. до 24.09.2012. године,
3. 05.11 до 11.11.2012. године.

Кратак преглед добијених резултата на локацијама гдје су извршена мјерења дат је у сљедећој табели:

Циклус мјерења	Дистрибуција	Локација	Стандард ЕН 50160	Недостатак
I.	ЗП "Електрокрајина" а.д. Бања Лука	НН ниво ТС 10/0,4 kV Загребачка	<i>напон у потпуности био у границама прописаним нормом EN 50160</i>	
	ЗП "Електро Добој" а.д. Добој	0,4 kV страна ТС 10/0,4 kV потрошача Кречњак.	<i>напон у потпуности био у границама прописаним нормом EN 50160</i>	
	ЗП "Електро-Херцеговина" а.д. Требиње	НН извод у ТС 10/0,4 "Електропривреда"	Дјелимично задовољава	<i>напон није задовољио границе прописане нормом EN 50160 по питању погонских догађаја и фликера. У периоду снимања на мјерној локацији се догодио велики број пропада напона као и нежељених фликера.</i>



2.	ЗП "Електрокрајина" а.д. Бања Лука	СТС Плавшићи- Удовичићи, НН излаз, крајњи купац Драгомир Удивичић (сеоско подручје)	Незадовољава	У периоду посматрања догодио се велики број пропада напона изнад допуштене вриједности, што је даље проузроковало јављање фликера
	ЗП "Електро Добој" а.д. Добој	Крајњи купац у приградском насељу Орашје на ТС 10/0,4 kV Орашје (по приговору)	<i>напон у потпуности био у границама прописаним нормом EN 50160</i>	
	ЗП "Електро- Херцеговина" а.д. Требиње	"Спортска дворана Требиње"	<i>напон у потпуности био у границама прописаним нормом EN 50160</i>	
	ЗЕДП "Електро- Бијељина" а.д. Бијељина	НН страна ТС 10/0,4 kV Центар 2	<i>напон у потпуности био у границама прописаним нормом EN 50160 по питању варијација напона и фреквенције</i>	
3.	ЗП "Електрокрајина" а.д. Бања Лука	ТС 20/0,4 kV Шипраге, 14,9 km удаљене од МХЕ Дивич	<i>напон у потпуности задовољава захтјеве прописане нормом EN 50160</i>	
	ЗП "Електро Добој" а.д. Добој	НН ТС 10/0,4 kV Доња Пакленица до МХЕ Пакленица	<i>напон током цијелог периода мјерења повишен, али је у потпуности задовољио захтјеве прописане нормом EN 50160</i>	
	ЗП "Електро- Херцеговина" а.д. Требиње	код купца Анђушић Риста на трафо подручју ТС 10/0,4 kV Тодорићи 2	<i>напон током цијелог периода мјерења повишен, али је задовољио захтјеве прописане стандардом EN 50160, уз одређену појаву фликера</i>	
	ЗЕДП "Електро- Бијељина" а.д. Бијељина	НН ТС 10/0,4 kV Драгашевац 2	<i>напон повишен, али је задовољио захтјеве прописане нормом EN 50160 по</i>	

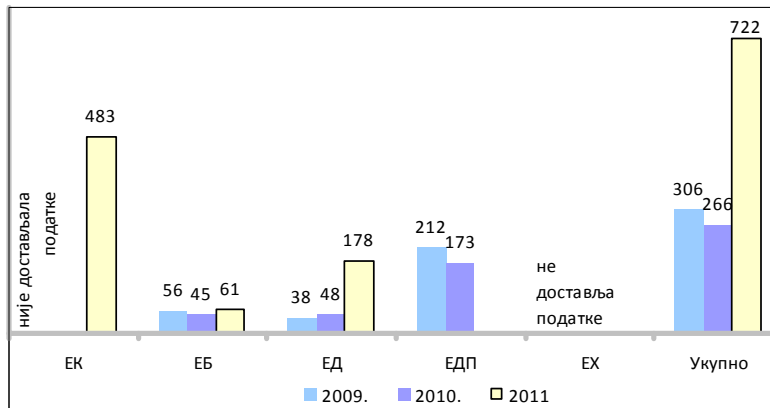


			<i>питању варијација напона и фреквенције</i>	
--	--	--	-------------------------------------------------------	--

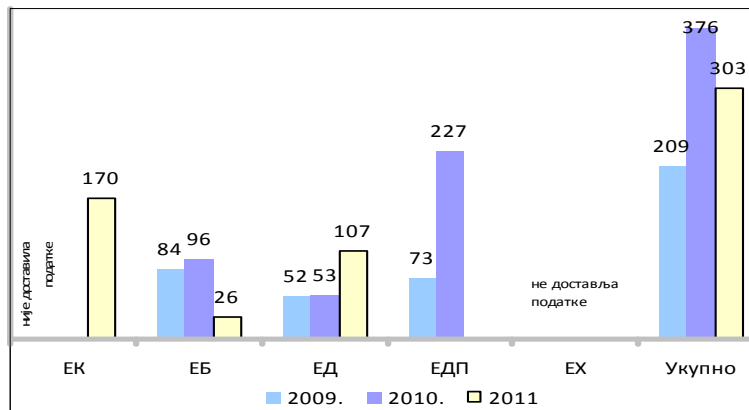
Мјерења су извршена са мјерним уређајима MI (Metrel) 2292, Fluke 435 и CIRCUTOR који задовољавају захтјеве стандарда BAS EN 61000-4-30. У трећем циклусу који је обављен у новембру пажња се посветила квалитету напона у близини малих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу.

Рок за потпуну примјену међународних и европских техничких стандарда који се тичу квалитета напона (BAS EN 60038 и BAS EN 50160) је, према одредбама Општих услова за испоруку и снабдијевање електричном енергијом 2015. година.

Од укупног броја поднесених жалби на квалитет напона у 2011. години према извјештају дистрибуција 547 жалби је било основано, а дистрибутер је отклонио недостатке и обезбиједио нормалне напонске прилике у 303 случаја. У протеклој години било је 212 захтјева за накнаду штете од којих је 107 било основано. На подручју Електрокрајине, електроенергетски инспектор је у 27 случајева наложио отклањање лоших напонских прилика.



Слика 15 - Преглед броја поднесених жалби дистрибуцијама



Слика 16 - Преглед броја поправки напонских прилика

Просјечно вријеме потребно за поправку напонских прилика се креће од један до пет мјесеци. Један од начина оцјењивања квалитета напона јесте увођење индекса усклађености одређених параметара квалитета напона на основу системског мјерења које се обавља.



3. Измјене и допуне прилога Општих услова (Квалитет снабдијевања електричном енергијом)

Регулаторна комисија је разматрајући постојећи Прилог у контексту увођења стандарда квалитета снабдијевања поједине дефиниције додатно размотрила. Приједлог њихових одређених измјена и допуна се дају у наставку.

3.1. Дефиниције

У већини препорука, као и у стандарду BAS EN 50160 сматра се да је наступио прекид када напон падне испод 5% своје номиналне вриједности, па би тако нова дефиниција прекида напајања гласила:

Прекид напајања означава стање при којем на примопредајном мјесту напон падне испод 5% своје номиналне вриједности, може бити краткотрајни или дуготрајни.

3.2. Методологија за израчунавање дужине трајања и броја прекида по крајњем купцу у току године

С обзиром да је доста лошији квалитет снабдијевања електричном енергијом у руралним подручјима предлаже се да се задржи подјела на градска, приградска и сеоска подручја. Евентуално постоји опција да се постојећа приградска подручја припоје градским подручјима.

Стање на терену упућује да су извршене "какве такве" класификације ових подручја од стране дистрибутера, јер методологијом нису дефинисани критеријуми за сврставање. Приједлог је да се изнађу јединствени критеријуми који би најприближније верификовали постојећу подјелу коју су извршили дистрибутери, а у међувремену **затражити од дистрибутера објашњење уз достављање географских карата погодне размјере са видљиво означеним подручјима (градско, сеоско и приградско подручје) на дистрибутивном подручју које покрива (и угодној електронској форми).**

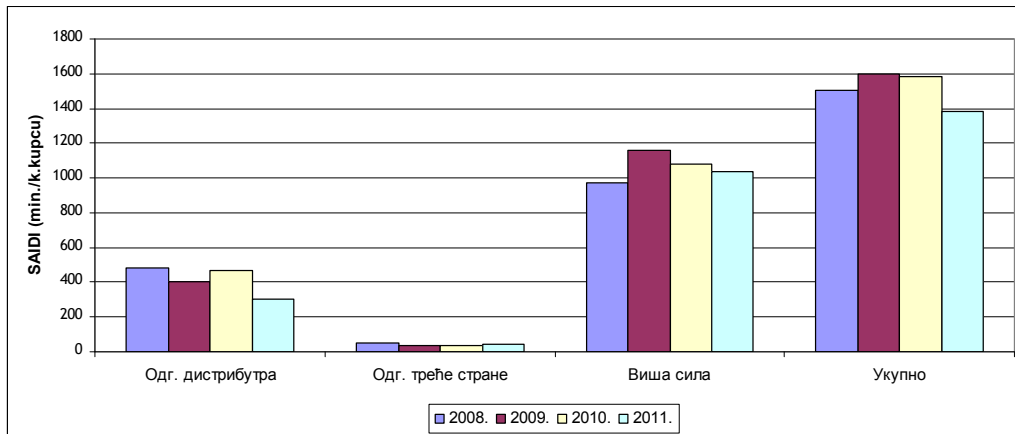
#	Питање
1	Да ли се слажете са приједлогом? Који би критеријуми одговарали у складу са приједлогом? Ако мислите да је потребно предложите и другачију дефиницију, као нпр. евентуалне подјеле насеља у Републици Српској објављене у Службеном гласнику.

3.3. Класификација непланираних прекида према узроку

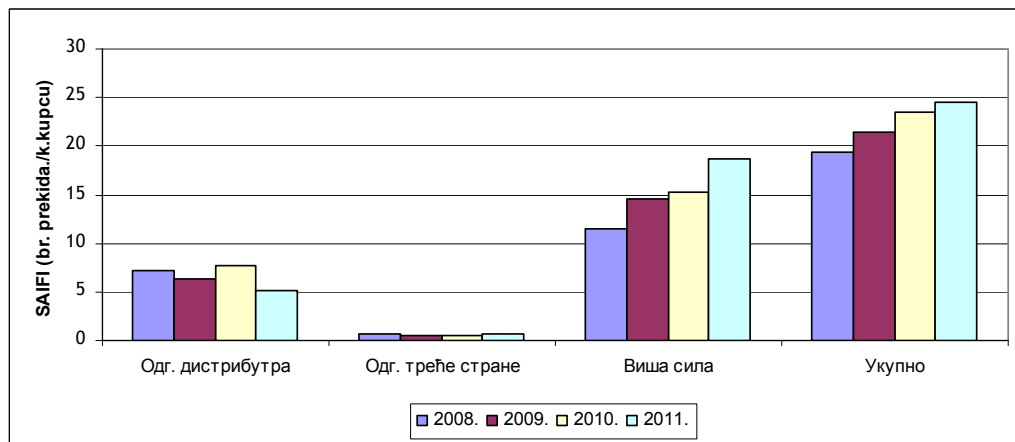
Добра пракса регулација континуитета испоруке се заснива на концепту, при коме се атмосферска прањена (грмљавине) као узрок прекида напајања не убрајају у вишу силу³ (Упоредна анализа о квалитету снабдијевања CEER (четврти и пети извјештај).

Анализом података о континуитету испоруке електричне енергије (дјелимично дате у прегледу стања) које достављају дистрибутивна предузећа, а и досадашње дефиниције "више силе" која се користи, уочава се разлика између претходно поменуте "добре праксе" и тренутне праксе. Већину прекида у дистрибутивној мрежи изазваних директним или индиректним ударом грома, као и других непланираних прекида дистрибутери класификују у вишу силу. Резултат тога је велики удио непланираних прекида чији је узрок виша сила, што се за период 2008. и 2011. може видјети на сликама испод.

³ 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008 - http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2008/C08-EQS-24-04_4th%20Benchmarking%20Report%20EQS_10-Dec-2008_re.pdf



Слика 17 - SAIDI(према узроцима) укупно у периоду од 2008. до 2011. године



Слика 18 - SAIFI (према узроцима) укупно у периоду од 2008. до 2011. године

Према томе показатељи континуитета испоруке, који су последица одговорности дистрибутера за период 2008-2011. године нису упоредиви са подацима других земаља. Упоредивање је могуће само са укупним подацима који узобрирују све прекиде.

3.3.1. Анализа Регулаторне комисије

Регулаторна комисија је извршила провјеру података о континуитету испоруке за поједина дистрибутивна подручја Републике Српске у дијелу прорачуна показатеља дужине непланираних прекида у испоруци електричне енергије. Основа за анализу података је већ поменути стандард IEEE 1366-2003 који користе и неке европске земље. Резултат примјене овог стандарда јесте прорачун фактора T_{MED} , који у ствари представља граничну вриједност дужине трајања непланираног прекида на дневном нивоу при којој је оправдано уврстити узрок прекида у вишу силу. Сваки прекид са припадајућим показатељем SAIDI већим од T_{MED} се убраја у прекиде изазване вишом силом, овај фактор се израчунава на следећи начин:

$$T_{MED} = e^{(\alpha + 2,5\beta)}$$

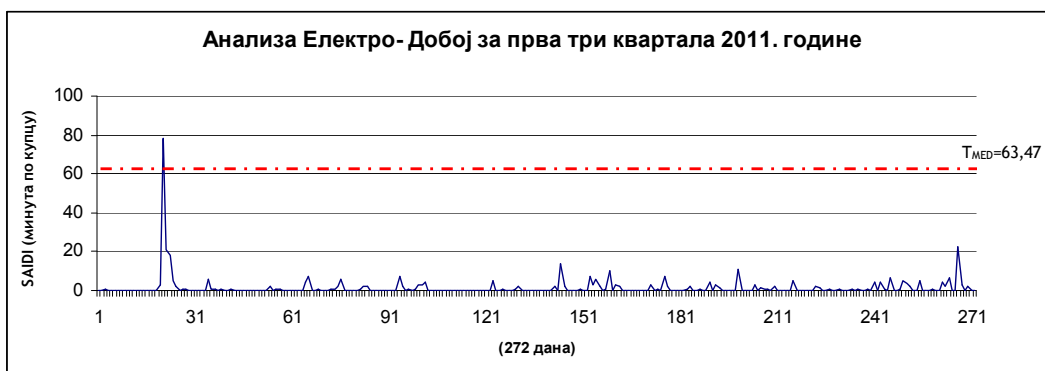
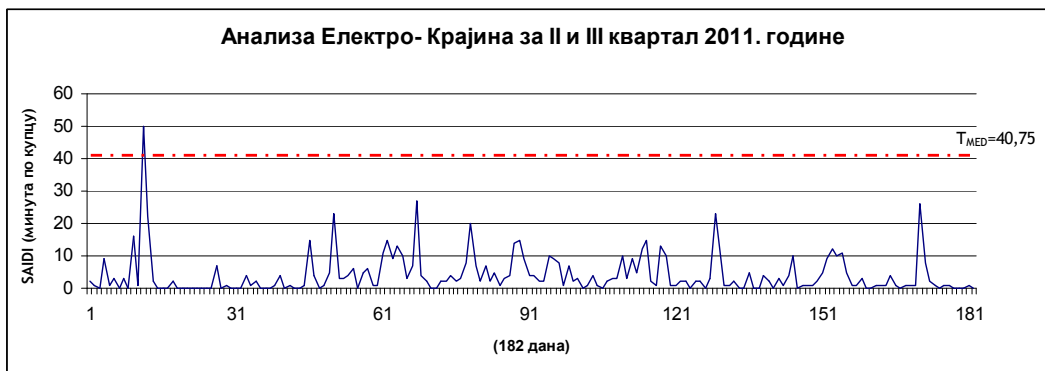
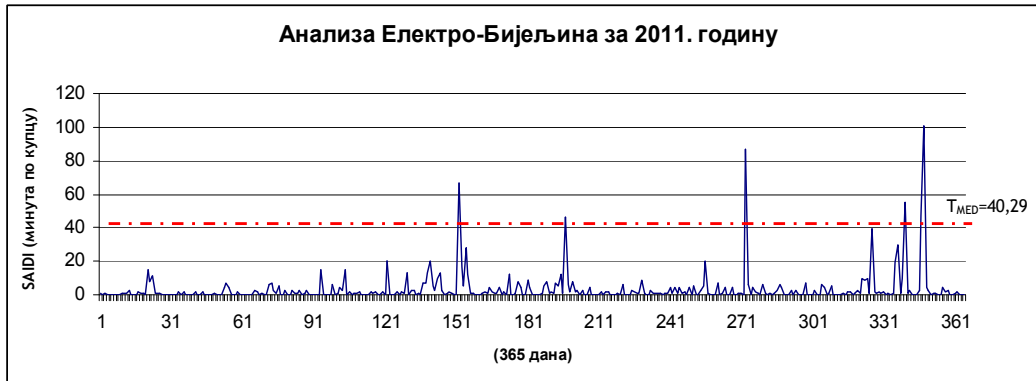
гдје су:

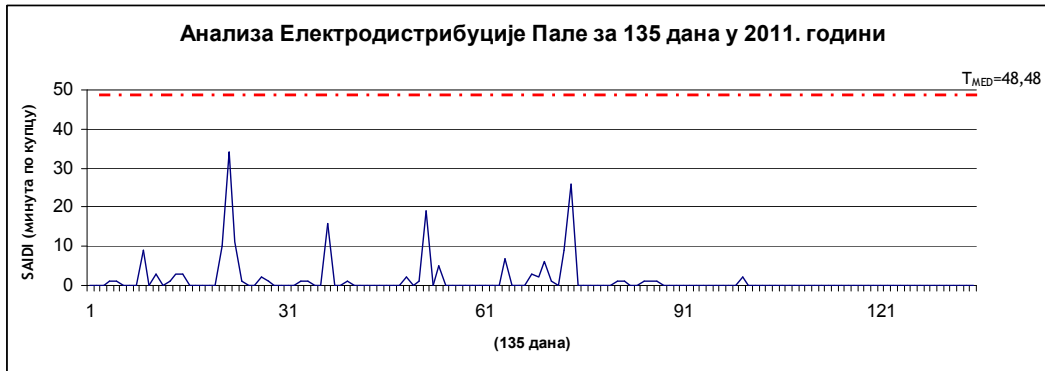
α - представља просјечну вриједност природних логаритама показатеља SAIDI у посматраном периоду;

β - представља вриједност стандардне девијације природних логаритама показатеља SAIDI у посматраном периоду.

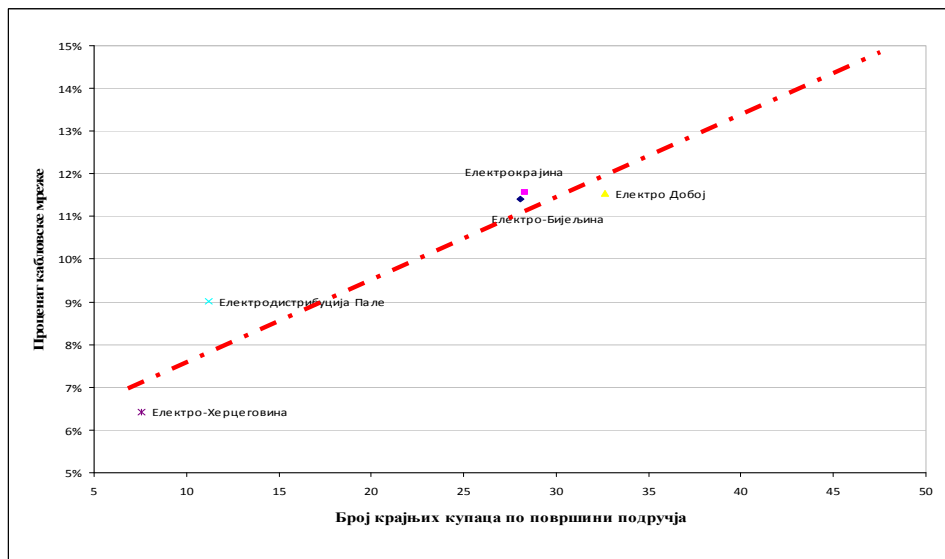


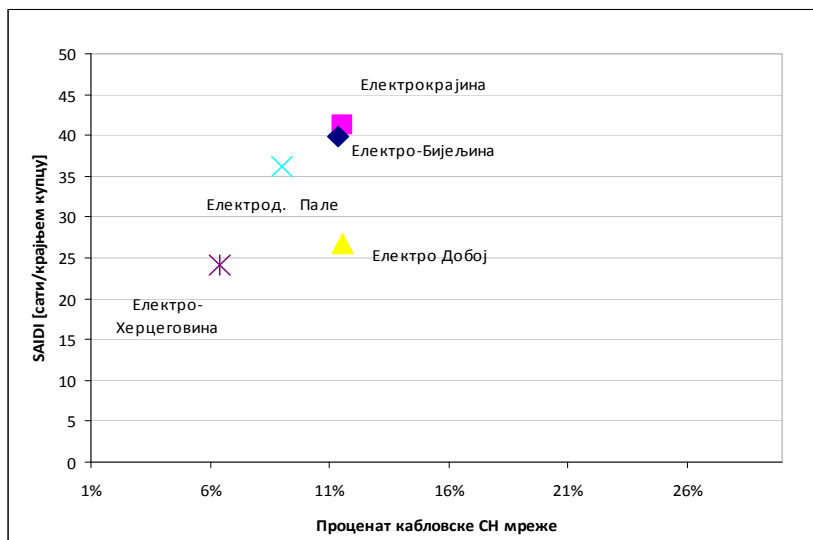
Како је за сваку статистичку методу, њена тачност повезана са бројем узорака, стандард предвиђа примјену на дневном нивоу података о дужини трајања непланираних прекида. Стандардом се препоручује период од пет година. Регулаторна комисија је располагала са подацима о дневном нивоу прекида од свих дистрибутера од 2011. године (од неких дистрибуција знатно и раније). Резултат примјене овакве методе приказан је на сљедећим сликама за одређени период 2011. године, у питању је преглед показатеља континуитета испоруке електричне енергије - непланирани SAIDI на дневном нивоу за поједина дистрибутивна предузећа. Ови подаци се наравно морају узети у разматрање са резервом и обзиром, с обзиром на мањи период посматрања од препорученог.





Регулаторна комисија је на основу интерне анализе података о показатељима SAIDI за сва дистрибутивна подручја у поменутом периоду оцјенила да се коришћењем ове методе долази до закључка да је значајно мањи удио непланираних прекида услед више силе у укупним прекидима него што су извјештавала дистрибутивна предузећа, изузетак је Електро-Бијељина чије се вриједности непланирани SAIDI према узроку скоро поклапају са овом анализом. Такође је покушана наћи зависност између удјела кабловске мреже (подземне) и дужине трајања прекида у дистрибутивној мрежи и броја крајњих купаца на дистрибутивном подручју, што је приказано на сљедећим сликама:





3.3.2 Приједлог измјена дефиниција класификације прекида (Виша сила, одговорност треће стране и одговорност дистрибутера)

3.3.2.1. Континуитет испоруке

Одговорност треће стране - Стара дефиниција:

"Под одговорношћу треће стране подразумевају се прекиди узроковани дјеловањем трећих лица као нпр:

- прекид и оштећење проводника,
- оштећење далековада,
- крађа,
- саботажа,
- тероризам и сл."

Приједлог нове дефиниције:

"Под одговорношћу треће стране подразумевају се прекиди узроковани дјеловањем трећих лица као нпр. прекид и оштећење проводника усљед пада дрвета, земљаних и грађевинских радова, неисправно прикључење на дистрибутивну мрежу од стране корисника, искључење на захтјев трећих лица, крађа, вандализам, животиња, тероризам и што је кључна измјена, прекиди на преносној мрежи, распад електроенергетског система, ограничење испоруке електричне енергије и снаге и остали туђи узроци."

Виша сила - стара дефиниција- "Под вишом силом подразумевају се сви догађаји који доводе до прекида испоруке, а изван су контроле дистрибутера: елементарне непогоде (земљотрес, пожар, поплава), екстремни временски услови (атмосферска пражњења, олујни вјетар, прекомјерни лед и сл.), прекиди на преносном напонском нивоу, редуција оптерећења због несташице електричне енергије, подфреквентно растерећење система и налози надлежних органа. "

Приједлог нове дефиниције:

"Виша сила је природни догађај изван контроле дистрибутера (прекомјерни лед и снијег, олујни вјетар, атмосферска пражњења, земљотрес, пожар, поплава, лавина и друге природне катастрофе које су проглашене елементарним непогодама на ширем подручју), чији утицај на прекид напајања није било могуће спријечити ни из мјера предострожности. Виша сила може бити и неки друштвени догађај (нпр. рат), када је проглашено одговарајуће стање".



Према узроку прекида, у вишу силу се могу убројити само они прекиди испоруке који су посљедица догађаја на које дистрибутер није могао утицати, ни спријечити и када су наступили погонски услови изван оних за које је опрема пројектована да функционише (снијег, лед, ниске и високе температуре, влажност, оптерећење итд.)

Напомена: Удар муње (директан или индиректан) је очекиван и до одређене мјере догађај, који није могуће спријечити (нпр. надземни водови до 35 kV немају заштитно уже). Дуготрајни прекиди су посљедица више силе у овим случајевима искључиво под сљедећим условима:

- Прекид мора бити доведен у везу са ударом грома,
- Параметри удара грома морају прећи границе које су одређене условима рада опреме и стањем опреме (нпр. за надземне водове: БАС EN 50423-3 (од 1 kV до 45 kV), БАС EN 53341-1 (изнад 45 kV), БАС EN 60383-1, БАС EN 60383-2, БАС EN 61109, БАС EN 61952 итд. нпр. 20 kV изолатори морају издржати 125 kV ударног таласа пренапона (БАС EN 50423-3),
- Оператор дистрибутивног система мора имати доказе, да је удар грома у вези са одређеним прекидом, односно да су његови параметри изнад оних граница које изолација смије да трпи.

Предложене дефиниције би се користиле за подјелу прекида према узроку.

#	Питање
2.	Да ли се слажете са приједлогом нове дефиниције више силе?
3.	Уколико сматрате да је потребно предложите измјене и допуне нове дефиниције?
4.	Који удио у краткотрајним прекидима је резултат прораде заштите, а који осталих краткотрајних прекида? Како третирати више узастопних краткотрајних прекида, као један?

Дефиниција "Одговорност дистрибутера"

У одговорност дистрибутера убрајамо оне узроке прекида, који нису посљедица одговорности треће стране, а не могу бити ни виша сила. Одговорност дистрибутера могу бити прекиди који су посљедица одржавања (преглед, ревизија, ремонт, реконструкција, санација), изградње, манипулације са прекидачима (искључење услед пренапона, укључивање у нормално стање, сигурносно искључење, итд.), непредвиђене ситуације (случајни додир, неправилно дјеловање заштите, преоптерећење, склопни пренапони), дотрајалости (материјал (лошег састава), старење), повратни утицаји, непознат узрок (узроци, које није могуће сврстати ни у вишу силу, ни у туђе узорке) и остали прекиди који су одговорност дистрибутера.

У одговорност дистрибутера убрајамо и прекиде изазване атмосферским и елементарним појавама које нису виша сила, као нпр. удар грома, атмосферски топлотни утицаји, мраз, магла, роса, влага, корозија, прљавштина, а што је битно да ове појаве нису превазишле параметре који су одређени техничким условима рада опреме, али упркос томе је дошло до прекида нападања.

3.3.2.2. Комерцијални квалитет

Код комерцијалног квалитета, дефиниције више силе и одговорности трећих лица су:

Виша сила је природни догађај изван контроле дистрибутера (прекомјерни лед и снијег, олујни вјетар, земљотрес, пожар, поплава, лавина и друге природне катастрофе које су проглашене елементарним непогодама на ширем подручју), чији утицај на квалитет услуге или пак само извршење услуге није било могуће спријечити ни из мјера предострожности. Виша сила може бити и неки друштвени догађај нпр.(рат), када је проглашено одговарајуће стање.

Виша сила је догађај са посљедицама на које оператор система није могао утицати, промијенити или спријечити: такав догађај спријечавача извођење услуге или негативно утиче на ниво квалитета услуге за коју је одређен минимални стандард комерцијалног квалитета (нпр. немогућност приступа локацији).



Под одговорношћу треће стране подразумијевају се узроци настали дјеловањем трећих лица као нпр. пада дрвета, земљаних и грађевинских радова, искључење на захтјев трећих лица, крађа, вандализам, животиња, тероризам, прекиди на преносној мрежи, распад електроенергетског система, ограничење испоруке електричне енергије и снаге и остали туђи узроци.

3.3.2.3. Квалитет напона

Дефиниције "Виша сила" и "туђи узроци" се користе у складу са дефиницијама БАС EN 50160.

#	Питање
5.	Да ли се слажете са приједлогом нових дефиниција, односно да ли ће се вјеродостојније вршити процес разврставања прекида по узроку? Ако се приједлози чине недовољно квалитетним, изнесите своје приједлоге за побољшање.

4. Утврђивање стандарда

4.1. Регулисање континуитета испоруке на системском нивоу

Функцијска зависност (оправданих) одобрених трошкова рада и одржавања од континуитета испоруке је омогућена кроз показатеље SAIDI и SAIFI (дуготрајни прекиди).

Кроз исукства земаља Европске уније препоручује се постепено проширење показатеља укључених у регулисање квалитета снабдијевања и то:

- сваке треће године,
- оцјеном резултата постојеће методе регулисања уз надоградњу.

Приједлог је да се показатељи MAIFI који се такође прате од почетка за сада не укључују у регулацију квалитета снабдијевања.

#	Питање
6.	Да ли се слажете да показатељи дуготрајни непланирани SAIDI и SAIFI са одговорношћу дистрибутера у почетном периоду буду предмет регулисања на општем нивоу?

4.1.2. Избор показатеља континуитета у односу на узрок прекида

Регулаторна комисија може да уведе регулисање на основу величине прекида, који су последица одговорности дистрибутера са намјером да подстакне дистрибутере да поправе показатеље континуитета испоруке у оном дијелу узрока прекида на које имају утицај.

4.1.3. Могући општи стандарди континуитета испоруке

У регулаторном периоду **2013-2015**. године регулисање се може изводити подручно узимајући у обзир вриједности показатеља континуитета испоруке SAIDI и SAIFI, непланираних дуготрајних прекида, који су последица одговорности дистрибутера на поједином дистрибутивном подручју и различитог стања дистрибутивне мреже по поједином подручју.

4.1.4. Циљни ниво континуитета испоруке

Циљни ниво континуитета испоруке би се одређивао са вриједношћу показатеља SAIDI и SAIFI, који одражавају непланиране дуготрајне прекиде, чији је узрок (који су последица) одговорности дистрибутера. Изражава се показатељима SAID(F)I, који су израчунати на нивоу појединог дистрибутивног подручја.

Показатељи из претходног става се утврђују да буду 10% слабији од просјечно најбољих достигнутих вриједности SAIDI и SAIFI у периоду од најмање двије претходне године. Изабране



вриједности SAIDI и SAIFI се могу преузети из израчунатих вриједности показатеља различитих дистрибутивних подручја.

4.1.5. Системски стандарди континуитета испоруке

Примјер годишњег степена поправљања нивоа квалитета у процентима у односу на достигнути ниво континуитета испоруке у протеклој години регулаторног периода је дат у табели испод. Захтјевани проценат поправљања вриједности показатеља SAIDI и SAIFI који одражавају дуготрајне непланиране прекиде последица су властитих одговорности и односе се на поједино дистрибутивно подручје.

Системски стандарди континуитета испоруке се тако посредно одређују (с степеном побољшања у односу на полазни ниво) за сваку годину регулаторног периода.

SAIDI (мин/к.купцу)	SAIDI=<200	200<SAIDI=<400	400<SAIDI=<800	SAIDI>800
SAIFI(мин/к.купцу)	SAIFI=<6	6<SAIFI=<10	10<SAIFI=<15	SAIFI>15
Захтјевано побољшање (%)	0	10	20	25

Нпр. Ако је ДСО у години "t-1" регулаторног периода израчунао на одређеном подручју вриједност показатеља SAIDI 900 минута, тада је референтна вриједност показатеља SAIDI, који се мора досећи у години "t" регулаторног периода, 675 минута.

Приједлог општих стандарда показатеља континуитета испоруке електричном енергијом, непланирани прекиди без "више силе" и одговорности треће стране, односно узимајући у обзир само одговорност дистрибутера (метода по достављеним подацима са корекцијом у односу на узрок прекида) дати су у сљедећој табели:

година дистрибутер	2010. остварене вриједности		2011. остварене вриједности		2013.	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Електрокрајина	1141	27	1181	26	886	19
Електро-Бијељина	1056	14	995	12	746	9
Електро Добој	263	5	446	7	357	5
Електродистрибуција Пале	906	11	1065	12	799	9
Електро-Херцеговина	937	13	608	7	487	5

година дистрибутер	2014.		2015.		2016.	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Електрокрајина	664	14	531	12	425	9
Електро-Бијељина	597	8	478	7	430	6
Електро Добој	321	5	289	5	260	5
Електродистрибуција Пале	639	8	511	7	409	6



Електро-Херцеговина	389	5	350	5	315	5
---------------------	-----	---	-----	---	-----	---

Као базна година узета је 2011. година, а код израчунавања вриједности показатеља континуитета испоруке електричне енергије у тој години поред регуларног извјештавања израђен је прорачун ових параметара коришћењем функције расподеле и статистичке математике, да би се подаци о прекидима усљед више силе прилагодили стварним вриједностима. После извршених анализа, предложене су циљне вриједности показатеља за период од пет година, с тим да крајем тог периода вриједности показатеља на нивоу дистрибуција буду уједначени, тј. да се елиминишу разлике у континуитету испоруке појединих подручја и да максимални SAIDI износи до $0,35 SAIDI_{(maxbaz)}$.

4.2. Гарантовани стандарди континуитета испоруке

4.2.1. Гарантовани стандарди за трајање непланираних прекида за крајње купце на средњем напону на нивоу године

Регулаторна комисија разматра и опцију да се уведу минимални гарантовани стандарди континуитета испоруке електричном енергијом у дужини трајања и броју непланираних прекида испоруке на годишњем нивоу, по (трафо) подручју СН/НН, односно крајњем купцу на средњем напону у дистрибутивним подручјима у односу на градско, приградско и сеоско подручје:

година подручје	2011. са корекцијом у односу на извјештаје		2012		2013		2014		2015		2016	
	SAID I	SAIF I	SAID I	SAIF I	SAID I	SAIF I	SAID I	SAIF I	SAID I	SAIF I	SAID I	SAIF I
Градско	268		250		225		200		175		150	
Приградско	924		600		500		550		500		450	
Сеоско	1607		1400		1100		1000		900		700	

Утврдили би се минимални гарантовани стандарди континуитета испоруке електричном енергијом као број непланираних прекида испоруке на годишњем нивоу за крајње купце чији су објекти прикључени на средњи напон у вриједности за поједине године како сљеди:

Година	2011.		2012.		2013.		2014.		2015.		2016.	
	SAIF I	OCT B.	SAIF I	OCT B.	SAIF I	OCT B.	SAIF I	OCT B.	SAIF I	OCT B.	SAIF I	OCT B.
Стандард	**	**	18		15		12		9		6	

4.2.2. Гарантовани стандарди за трајање појединачног непланираног прекида на ниском напону

Регулаторна комисија размишља о увођењу гарантованих стандарда и надокнада за екстремно дуге прекиде са одговорношћу дистрибутера за све купце на ниском напону.

У нормалним условима (без екстремних догађаја): **6** сати (основна граница);

Екстремни догађаји: **12** сати (основна граница).



4.2.3. Гарантовани стандарди за број краткотрајних прекида на ниском напону

Један значајан број прекида чине краткотрајни прекиди, који би такође требали бити предмет регулације, јер и ови прекиди изазивају одређене штете код крајњих купаца. Узимајући у обзир историјске податке о краткотрајним прекидима, Регулаторна комисија би могла одредити у идућем периоду и гарантоване стандарде за број краткотрајних прекида како би заштитила најлошије напајане купце.

Број краткотрајних прекида	2008.	2009.	2010.	2011.
Електро Добој	1,47	1,13	1,93	2,60
Електробрајина	20,94	25,58	16,81	26,29
Електро-Бијељина	5,61	8,84	7,41	8,67
Електродистрибуција Пале	2,02	3,00	2,67	2,08
Електро-Херцеговина	7,88	5,28	7,82	1,62
Република Српска	11,73	14,34	10,29	14,59

Узимајући у обзир да су у претходној табели дате просјечне вриједности броја краткотрајних прекида по крајњем купцу засигурно на појединачном случају ови показатељи достижу и веће, односно мање вриједности.

4.3. Комерцијални квалитет снабдијевања

4.3.1 Општи стандарди комерцијалног квалитета

Приједлог је да се примјењују општи стандарди квалитета комерцијалне услуге и то:

Системски - општи стандарди	Вриједност; проценат испуњења појединачних захтјева	Остварено вријеме ⁴ 2008.-2011.			РОК дефинисан у ОУ?
		најбоље	најлошије	средње	
Просјечно вријеме потребно за израду приједлога уговора о прикључење на захтјев за закључивање уговора о прикључењу на дистрибутивну мрежу	5 радних дана; 100 %				
Просјечно вријеме потребно за прикључење на нисконапонску мрежу	15 радних дана; 95 %	1	11	6	15 дана од испуњења обавеза к.купца, завршена изградња прикључка, одобрење за грађење, закључен уговор о

⁴ Остварено вријеме се односи на остварена времена у појединим дистрибуцијама, а средње вријеме на Републику Српску у цјелини (на основу доступних достављених података)!



					снабдијевању тј. приступу мрежи.
Просјечно вријеме потребно за одговор на писани упит, приговор или захтјев	15 радних дана; 100 %	2	13	5	15 дана од дана пријема приговора (општи рок)
Процент неизвођених или закашњелих унапријед договорених посјета (интервенција)	5%				
Просјечно вријеме потребно за одговор на жалбу у вези квалитета напона напајања	15 радних дана; 90%	3	10	7	15 дана од дана пријема приговора (општи рок)
Просјечно вријеме потребно за поправку напонских прилика	*** мјесеци, 20%	1	5	3	План и програм ревитализације мреже чијом би се реализацијом одступања напона свела у прописане границе
Процент неоснованих обустава испоруке електричне енергије	1%				

#	Питање
7.	Да ли су предложени општи стандарди довољни?
8.	Да ли су прецизно дефинисани?
9.	Који би био прихватљив број мјесеци за поправку напонских прилика и у ком проценту испуњености?

4.3.2. Гарантовани стандарди комерцијалног квалитета

Приједлог је да се примјењују и сљедећи минимални гарантовани стандарди квалитета комерцијалне услуге:

Гарантовани стандард	Вриједност	Остварено вријеме 2008.-2011.			Општим условима дефинисано као
		најбоље	најлошије	средње	
Дистрибуција електричне енергије					
Просјечно вријеме потребно за израду предрачуна трошкова за једноставне послове	10 радних дана				
Просјечно вријеме потребно за активирање прикључка на дистрибутивну мрежу	10 радних дана				
Процент благовремено обавјештених корисника о планираним прекидима	100 %				24 сата прије прекида
Вријеме до интервенције дистрибутера на квар напојног осигурача	шест сати	1 сат	4 сата	3 сата	
Вријеме потребно за	3 радна дана	2 дана	4 дана	3 дана	



преглед и поправку квара бројила, уклопног сата или комуникацијског уређаја					
Број редовних читавања бројила електричне енергије	једно читавање у години (нпр. за крајње купце чија се обрачунска снага не утврђује мјерењем, без даљинског читавања итд.) односно дванаест читавања годишње	11,4	12	≈12	За домаћинства најмање приликом промјене сезона и цијена и на крају године, за остале крајње купце једном годишње
Снабдијевање електричном енергијом					
Вријеме потребно за одговор на упит у вези трошкова и плаћања	8 радних дана				10 дана
Вријеме поновног прикључења након искључења због неплаћања	3 радна дана	<1 радни дан	1 радни дан	1 радни дан	1-3 радна дана 24 сата ако је неосновано обушављен

Напомена: Под термином "једноставни послови" подразумевају се "Активности на прикључењу објекта крајњег купца (домаћинства) када је објекат удаљен до 30 m од НН мреже са прикључном снагом од 7,4 (32А) kW за монофазни прикључак (М) и 11,07 kW (3x16А) за трофазни прикључак (Т). Прикључење се може извести и подземно и надземно.

#	Питање
10.	Да ли су предложени гарантовани стандарди довољни?
11.	Да ли су прецизно дефинисани?

4.4. Квалитет напона

Системско праћење квалитета напона напајања у дистрибутивној мрежи Републике Српске почело је првим циклусом мјерења у јулу 2012. године. Дирекција за дистрибуцију МХ "ЕРС"- Матично предузеће а.д. Требиње је организовала ову активност уз редовну израду и доставу извјештаја. Дистрибутивна предузећа су по приговорима купаца вршили мјерења напона у тачкама напајања. Сада се захтјева да и системска и појединачна мјерења буду обављена у складу са стандардима БАС EN 50160, односно да дистрибутивна предузећа посједују мјерне уређаје који задовољавају захтјеве стандарда БАС EN 61000-4-30. У овом периоду није предвиђено увођење надокнада за "лош" квалитет напона напајања, већ се у оквиру комерцијалног квалитета покушава заштити крајњи купац кроз стандард поправке напонских прилика.

5. Стандарди квалитета и увођење подстицајне тарифне методологије

5.1. Веза стандарда квалитета и тарифне методологије

У циљу стимулације компанија на повећање ефикасности и смањење трошкова регулаторне комисије у посљедњим годинама замјењују традиционално примјењене методе за регулацију цијене засноване на одобреном потребном приходу (оправдани трошкови увећани за одобрени поврат на капитал(Rate of Return)) разним подстицајним методама од којих је најраспрострањенија метода ограничене цијене (Price-cap). Примјена ове методе стимулише компаније на смањење



трошкова, јер свака уштеда доводи до повећања профита којим могу саме располагати. Искуства других земаља показала су да компаније најчешће унапређују ефикасност и редукују трошкове на рачун квалитета електричне енергије и услуга потрошачима. Због тога регулаторна тијела настоје да успоставе равнотежу између оптималног нивоа квалитета испоруке електричне енергије и потребног прихода регулисаних компанија, а све у циљу да се задовоље потребе крајњих потрошача. Резултате примјене подстицајне методологије најбоље ћемо објаснити примјеном методологија Словеније и Бугарске на Републику Српску (детаљније о методологијама можете видјети у прилогу). Наиме, постојећи Правилник о тарифној методологији и тарифном поступку у будућности треба дорадити у смислу примјене подстицајне методологије.

5.2. Примјер примјене словеначке методологије на РС

Република Словенија је донијала Методологију за утврђивање трошкова коришћења дистрибутивне мреже и начин утврђивања оправданих трошкова коришћења дистрибутивне мреже. Методологија утврђивања трошкова мрежарине се заснива на подстицајним тарифама чија висина зависи од висине остварених трошкова и квалитета снабдијевања електричном енергијом. Регулаторна комисија може прије одређивања планираних оправданих трошкова за нови регулаторни период проверити податке о квалитету снабдијевања, за посљедњу годину прошлог регулаторног периода. Провера се врши у текућој години регулаторног периода за претходну годину.

Подстицај се одређује у односу на одступање достигнутог нивоа квалитета од референтног нивоа користећи однос између стварних оправданих трошкова дистрибутера и континуитета испоруке. Одступање достигнутог ниво квалитета у односу на референтни ниво одражава се на оправданост надгледаних трошкова рада и одржавања дистрибутера.

Шема оправданости надгледаних трошкова рада и одржавања је математички одређена с линеарном функцијом "метод разреда квалитета снабдијевања са интерполацијом на ивици (рубру)" која је ограничена са унапријед одређеним удјелом стварних надгледаних трошкова рада и

одржавања. Шема оправданости надгледаних трошкова рада и одржавања одређује фактор " q_t " за дистрибутивну мрежу односно за поједино дистрибутивно подручје и за поједину годину.

$$q_t = f(q_k)$$

Фактор q_t зависи од фактора q_k , који је функција одступања праћеног квалитета континуитета испоруке од референтне вриједности и може бити позитиван или негативан.

$$q_k = f(\Delta K)$$

ΔK означава одступање достигнутог нивоа квалитета, које се изражава у одступању вриједности појединог показатеља од референтне вриједности.

Фактор q_k се рачуна за дистрибутивну мрежу, односно подручје за поједини показатељ квалитета на крају сваке године регулаторног периода користећи шеме оправданости надгледаних трошкова рада и одржавања.

Шему оправданости надгледаних трошкова рада и одржавања одређује следећа коса линеарна функција:



$$q_k(\Delta K) = \begin{cases} q_1; \Delta K \leq k_1 - d \\ \frac{q_2 - q_1}{2d}(\Delta K - k_1) + \frac{q_1 + q_2}{2}; k_1 - d < \Delta K \leq k_1 + d \\ q_2; k_1 + d < \Delta K \leq k_2 - d \\ \frac{q_3 - q_2}{2d}(\Delta K - k_2) + \frac{q_2 + q_3}{2}; k_2 - d < \Delta K \leq k_2 + d \\ q_3; k_2 + d < \Delta K \leq k_3 - d \\ \frac{q_4 - q_3}{2d}(\Delta K - k_3) + \frac{q_3 + q_4}{2}; k_3 - d < \Delta K \leq k_3 + d \\ q_4; k_3 + d < \Delta K \leq k_4 - d \\ \frac{q_5 - q_4}{2d}(\Delta K - k_4) + \frac{q_4 + q_5}{2}; k_4 - d < \Delta K \leq k_4 + d \\ q_5; k_4 + d < \Delta K \end{cases}$$

Параметар "q" одређује степен оправданости односно неоправданости надгледаних трошкова рада и одржавања. Одступање од референтног подручја се одражава на оправданост трошкова рада и одржавања.

Параметар "k" одређује границе појединих разреда квалитета. Изражава се релативним одступањем од захтјеваног референтног нивоа квалитета.

Параметар "d" ширину ивице промјене квалитета на подручју два разреда. На крају предвиђене дебљине се вриједност функције линеарно интерполира.

Прорачун фактора q_t за дистрибутивни систем односно поједино дистрибутивно подручје и годину "t" се израчунава на основу слjedeће формуле:

$$q_t = \sum_i (p_K * q_{Ki})$$

p_{Ki} пондер утицаја показатељ континуитета испоруке i,

q_{Ki} фактор q_K , за поједини показатељ континуитета испоруке "i".

Пондер p_K изражава тежински утицај параметара квалитета и одређен је од стране регулаторне комисије.

Утицај регулисања квалитета снабдијевања на стварне оправдане контролисане трошкове рада и одржавања дистрибутера односно за дистрибутивно подручје "i" у периоду "TΔ", за које су одређени фактори "q_t" се дефинише слjedeћом једначином:

$$\Delta NSDV(q)_i = \frac{\sum (q_t * NSDV_t)}{T_{RO}}$$



гдје су:

q_t фактор " q_t " за дистрибутивну мрежу, односно за дистрибутивно подручје "i" прорачунат за годину "t" периода "ТД", у којима израчунавамо одступања;

$NSDVT_t$ стварни оправдани надгледани трошкови рада и одржавања дистрибутера за укупно дистрибутивну мрежу, односно за дистрибутивно подручје "i" у години "t", за коју је одређен фактор " q_t ";

t_{TA} индекс године у периоду "ТД", за који се узима у обзир одступање достигнутог нивоа квалитета од минималних стандарда квалитета;

T_{RO} период регулаторног оквира, изражен бројем година;

i дистрибутивна мрежа, односно дистрибутивно подручје.

5.2.1. Остварени и задати показатељи квалитета

Прво се утврде задати показатељи квалитета за наредни регулаторни период, а на основу остварења из претходног периода и жељеног побољшања.

У следећој табели приказано је одступање достигнутог нивоа квалитета од захтијевамог ниво квалитета. У табели су приказане остварене вриједности за 2010. и 2011. године и претпостављена вриједност захтијевамог стандарда.

година дистрибутер	2010. остварене вриједности		2011. остварене вриједности		Претпостављени захтијевани стандард		Одступање 2010. у односу захтијевани стандард		Одступање 2011. у односу на захтијевани стандард	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Електрокрајина	1141	27	1181	26	886	19	29%	40%	33%	33%
Електро-Бијељина	1056	14	995	12	746	9	42%	59%	33%	33%
Електро Добој	263	5	446	7	357	5	-26%	0%	25%	33%
ЕД Пале	906	11	1065	12	799	9	13%	20%	33%	33%
Електро-Херцеговина	937	13	608	7	487	5	93%	138%	25%	33%

5.2.2. Вриједности параметара шеме оправданости надгледаних трошкова рада и одржавања

Ови разреди су преузети од Регулаторне комисије за енергетику Републике Словеније.

SAIDI

Разред - ниво квалитета	Вриједност (%)
k ₁	-50
k ₂	-20
k ₃	+20
k ₄	+50



Ширина ивице разреда $d=5$.

SAIFI

Разред - ниво квалитета	Вриједност (%)
k_1	-100
k_2	-40
k_3	+40
k_4	+100

Ширина ивице разреда $d=10$.

Ако се претпостави да је као у Словенији преступ неоправданих трошкова рада и одржавања за 2011. годину износио 1,2 % добијају се параметри q_i , који се изражава у удјелу надгледаних трошкова рада и одржавања, како сљеди:

Параметар " q_i "	Вриједност
q_1	-0,012
q_2	-0,006
q_3	0
q_4	0,006
q_5	0,012

Шема оправданости трошкова q_K за показатељ SAIDI ($\Delta K=SAIDI$) је :

$$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = \begin{cases} -0,012; \Delta SAIDI \leq -55 \\ 0,0006 * \Delta SAIDI + 0,021; -55 < \Delta SAIDI \leq -45 \\ -0,006; -45 < \Delta SAIDI \leq -25 \\ 0,0006 * \Delta SAIDI + 0,009; -25 < \Delta SAIDI \leq -15 \\ 0; -15 < \Delta SAIDI \leq +15 \\ 0,0006 * \Delta SAIDI - 0,009; +15 < \Delta SAIDI \leq +25 \\ 0,006; +25 < \Delta SAIDI \leq +45 \\ 0,0006 * \Delta SAIDI; -0,021; +45 < \Delta SAIDI \leq +55 \\ 0,012; +55 < \Delta SAIDI \end{cases}$$

Шема оправданости трошкова q_K за показатељ SAIFI ($\Delta K=SAIFI$) је :



$$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = \begin{cases} -0,012; \Delta SAIFI \leq -110 \\ 0,0003 * \Delta SAIFI + 0,021; -110 < \Delta SAIFI \leq -90 \\ -0,006; -90 < \Delta SAIFI \leq -50 \\ 0,0003 * \Delta SAIFI + 0,009; -50 < \Delta SAIFI \leq -30 \\ 0; -30 < \Delta SAIFI \leq +30 \\ 0,0003 * \Delta SAIFI - 0,009; +30 < \Delta SAIFI \leq +50 \\ 0,006; +50 < \Delta SAIFI \leq +90 \\ 0,0003 * \Delta SAIFI - 0,021; +90 < \Delta SAIFI \leq +110 \\ 0,012; +110 < \Delta SAIFI \end{cases}$$

Пондер (износ) утицаја зависних фактора "q_k" на фактор "q_t" су:

$$p_{SAIDI} = \frac{2}{3};$$

$$p_{SAIFI} = \frac{1}{3}.$$

Фактор "q_t" за поједино дистрибутивно подручје у години дакле одређује се сљедећим изразом:

$$q_t = \frac{2}{3} q_{SAIDI} + \frac{1}{3} q_{SAIFI}$$

	Електро крајина	Електро- Бијељина	Електро Добој	ЕД Пале	Електро- Херцеговина	□
Трошкови рада	15.661.876	8.186.512	4.743.981	3.962.010	2.522.463	35.076.842
Трошкови материјала, РД и реж. материјала	2.770.815	2.077.765	2.064.669	1.596.308	604.445	9.114.002
Трошкови енергије	1.509.708	621.102	408.803	276.982	290.913	3.107.508
Трошкови услуга за одржавање	1.658.570	477.671	202.100	61.651	86.315	2.486.307
Укупно трошкови одржавања	21.600.969	11.363.050	7.419.553	5.896.951	3.504.136	49.784.659

q _t	Електро крајина	Електро- Бијељина	Електро- Добој	ЕД Пале	Електро- Херцеговина	□
2013/2010	-0,0060	-0,0060	0,0040	-	-0,0120	
2013/2011	-0,0040	-0,0040	-0,0040	-0,0040	-0,0040	

Корекција трошкова рада и одржавања (КМ)	Електро крајина	Електро- Бијељина	Електро- Добој	ЕД Пале	Електро- Херцеговина	□
2013/2010	-129.606	-68.178	29.678	0	-42.050	-210.156
2013/2011	-86.922	-45.725	-29.560	-23.588	-14.185	-199.979



<input type="checkbox"/>	-216.528	-113.903	119	-23.588	-56.234	-410.135
Годишње	-108.264	-56.952	59	-11.794	-28.117	-205.067

На примјеру Електрокрајине: $q_t = 2/3 * 0.006 + 1/3 * 0.006 = -0.0060$ за овај проценат је потребно извршити корекцију трошкова рада и одржавања.

#	Питање
12.	Да ли се слажете са предложеним примјером системског реулисања?
13.	Да ли је потребно додатно разматрати поједина подручја (дистрибутивна)? Како на прави начин утврдити везу између SAIDI (непланирани прекиди) и трошкова?

5.3. Примјер примјене бугарске методологије на РС

Државна регулаторна комисија за енергетику Бугарске је донијела методологију за извјештавање о показатељима квалитета и начин праћења индикатора квалитета електричне енергије и квалитета јавне услуге снабјевача и оператора мреже. Методологијом се:

- набрајају показатељи који се користе за извјештавање и у сврху корекције неопходног прихода (оправданог прихода) предузећа,
- одређују годишње циљне вриједности показатеља континуитета испоруке и комерцијалног квалитета које требају бити достигнуте од стране дистрибутера и снабјевача,
- дефинише начин корекције неопходног прихода у складу са достигнутим вриједностима показатеља у односу на циљне вриједности,

Приход компаније за сваку годину регулаторног периода утврђен у складу са методологијом за утврђивање цијена коригује се у случају одступања остварених и захтијеваних параметара квалитета услуге снабдијевања електричном енергијом.

Начин корекције потребног прихода у складу са достигнутим нивоом (вриједностима) показатеља квалитета у односу на циљне вриједности рачуна се по сљедећој формули:

$$Y = K_Q * MK$$

гдје је:

Y - износ корекције за дати ниво остварених показатеља квалитета снабдијевања;

K_Q - општи коефицијент за корекцију за дати ниво показатеља квалитета снабдијевања;

MK - максимална негативна корекција;

Општи коефицијент се израчунава као сума од појединих коефицијената са различитим тежинским фактором, по сљедећој формули:

$$K_Q = \sum_{k=1}^n (\xi_i * K_k),$$

гдје је:

K_k - коефицијент корекције у зависности од достигнутог и циљног нивоа вриједности показатеља квалитета;

$\xi_i \leq 1$ - тежински фактор појединог показатеља.

Овај фактор је одредила регулаторна комисија и то:
САИДИ



Планирани -0,05; Непланирани -0,35;
САИФИ
Планирани -0,05; Непланирани -0,35;
Показатељи квалитета услуге, укупно -0,2:

Коефицијент корекције у зависности од достигнутог и циљног нивоа вриједности показатеља квалитета (K_k) се рачуна помоћу израза:

$$K_k = \frac{ДП - Ц_{ел}}{Ц_{ел}}$$

ДП - остварена вриједност параметара у одговарајућој години;

Ц_{ел} - циљна вриједност, коју предузеће треба да достигне у одговарајућој години.

Максимална негативна корекција (МК) се утврђује за сваки (трошковни) тарифни односно регулаторни период као производ одобреног износа прихода и усвојене стопе поврата. За крајње снабдјеваче - 10% од утврђеног износа за поврат за одређени трошковни период.

У сљедећим табелама приказан је прорачун корекција по SAIDI и SAIFI за електродистрибутивна предузећа у Републици Српској на основу бугарске методологије.

Година	2010.		2011		ЦИЉ 2013. година	
	Остварене вриједности		Остварене вриједности			
Дистрибутер	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Електрокрајина	1141	27	1181	26	642	15
Електро-Бијељина	1056	14	995	12	634	9
Електро Добој	263	5	446	7	190	5
ЕД Пале	906	11	1065	12	544	7
Електро-Херцеговина	937	13	608	7	562	8

Одступање оствареног од планираног SAIDI и SAIFI показатеља:

SAIDI 2010	Електро крајина	Електро-Бијељина	Електро Добој	ЕД Пале	Електро-Херцег.
Kk	0,7773	0,6656	0,3842	0,6654	0,6673
Kq	-0,2720	-0,2330	-0,1345	-0,2329	-0,2335

SAIFI 2010	Електро крајина	Електро-Бијељина	Електро Добој	ЕД Пале	Електро-Херцег.
Kk	0,8000	0,5556	0,0000	0,5714	0,6250
Kq	-0,2800	-0,1944	0,0000	-0,2000	-0,2188

SAIDI 2011	Електро крајина	Електро-Бијељина	Електро Добој	ЕД Пале	Електро-Херцег.
Kk	0,8394	0,5694	1,3468	0,9572	0,0824
Kq	-0,2938	-0,1993	-0,4714	-0,3350	-0,0288

SAIFI 2011	Електро Крајина	Електро-Бијељина	Електро Добој	ЕД Пале	Електро-Херцег.
Kk	0,7145	0,3067	0,3384	0,7530	-0,0900
Kq	-0,2501	-0,1073	-0,1184	-0,2636	0,0315



Прорачун корекције на примјеру Електрокрајина за показатељ САИДИ :

$$K_k = (1181-642)/642=0,8394$$

$$K_q = 0,8394 * -0,35 = -0,2938$$

$$Y = -0,0667 * 0,1 = -0,0294$$

Прорачун корекције за показатељ САИФИ се врши на идентичан начин.

(KM)	Електро крајина	Електро- Бијељина	Електро Добој	ЕД Пале	Електро- Херцег.	Укупно
Свега регулативна основа	284.156.662	116.387.293	105.460.679	53.235.753	36.359.529	595.599.916
Власнички капитал	282.376.349	114.308.133	105.432.080	49.638.293	36.200.086	587.954.940
Позајмљени капитал	1.780.313	2.079.160	28.599	3.597.460	159.443	7.644.975
Стопа поврата на власнички капитал	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Стопа поврата на позајмљени капитал	5%	9%	8%	7%	6%	7,10%
Поврат на власнички капитал	9.883.172	4.000.785	3.690.123	1.737.340	1.267.003	20.578.423
Поврат на кредитна средства	89.016	187.124	2.288	251.822	9.567	539.817
Укупно поврат на капитал	9.972.188	4.187.909	3.692.411	1.989.162	1.276.570	21.118.240
Y SAIDI однос 2010. и 2013. год	-0,0272	-0,0233	-0,0134	-0,0233	-0,0234	
Корекција по показатељу SAIDI	-271.284	-97.564	-49.653	-46.328	-29.813	-494.642
Y SAIFI однос 2010 и 2013	-0,0280	-0,0194	0,0000	-0,0200	-0,0219	
Корекција по показатељу SAIFI	-279.221	-81.432	0	-39.783	-27.925	-428.361
Y SAIDI однос 2011. и 2013.	-0,0294	-0,0199	-0,0471	-0,0335	-0,0029	
Корекција по показатељу SAIDI	-292.976	-83.461	-174.058	-66.639	-3.681	-620.815
Y SAIFI однос 2011. и 2013.	-0,0250	-0,0107	-0,0118	-0,0264	0,0032	
Корекција по показатељу SAIFI	-249.391	-44.950	-43.733	-52.424	4.021	-386.477

6. Компензације

6.1. Компензација за неиспуњење гарантованог стандарда за годишње трајање непланираних прекида испоруке за купце чији су објекти прикључени на средњи напон

Ако би ДСО/снабдјевач на властиту кривицу прекршио гарантоване стандарде испоруке, морао би кориснику мреже на његов захтјев накнадити износ, који је одређен као компензација за поједине гарантоване стандарде квалитета снабдијевања.



Крајњи купац на СН/НН подручју, односно крајњи купац на СН напонском нивоу има право на обештећење због кршења гарантованих стандарда континуитета испоруке од стране системског оператора на основу утемељеног захтјева. Услови за основан захтјев су, да крајњи купац одржавањем својих постројења и уређаја те својим дјеловањем обезбјеђује усклађеност напона са техничким стандардима на свом примопредајном мјесту у периоду посматрања (календарска година) и да има уграђен мјерни уређај, који омогућава регистрацију и трајно чување података о прекидима.

Висина компензације крајњем купцу са лошим снабдијевањем K_{SOO} се одређује користећи следећи израз:

$$K_{SOO} = K_M * \bar{P}_p * \left[(n_i - s_i) + \frac{1}{60} * (n_d - s_d) \right]$$

$$s_i + 1 < n_i \leq 2 * s_i$$

$$s_d + 1 < n_d \leq 2 * s_d$$

K_{SOO} компензација крајњег купца са лошим снабдијевањем [KM],

K_M компензација у зависности од прикључне снаге kW,

- Крајњи купци на средњем напону, са прикључном снагом до 250 kW:

$$K_M = 2 \text{ KM/kW}$$

- Крајњи купци на средњем напону, са прикључном снагом изнад 250 kW:

$$K_M = 1,5 \text{ KM/kW}$$

\bar{P}_p просјечна испала снага (70% прикључне снаге),

n_i број прекида, који превазилази број прекида, одређен гарантованим стандардом (s_i+1) и ограничен са двоструком износом гарантованог стандарда ($2*s_i$),

s_i гарантовани стандард укупног броја прекида без више силе и одговорности треће стране [прекида/години],

n_d трајање прекида, мјерено у минутама, које превазилази трајање прекида, одређено гарантованим стандардом (s_d+1) и ограничено са 2-труким вриједношћу гарантованог стандарда ($2* s_d$),

s_d гарантовани стандард укупне дужине трајања дуготрајних прекида, без више силе и одговорности треће стране [мин/години].

ДСО је дужан донијети одлуку о основаности захтјева крајњег купца о кршењу гарантованих стандарда испоруке у року од 8 радних дана од пријема захтјева, у супротном крајњем купцу се исплаћује компензација.

Ако ДСО потврди да је захтјев крајњег купца основан, дужан је компензацију платити најкасније пет мјесеци од пријема захтјева.

Компензације нису оправдани трошкови ДСО-а. ДСО је дужан водити детаљну (број и износ) евиденцију поднесених захтјева због кршења гарантованих стандарда, оних који су основани и детаљну евиденцију (број и износ) исплаћених компензација.

Изузеци од примјене компензације су услови када је:

- Узрок дуготрајног прекида виша сила или одговорност треће стране,
- Интермитентни дуготрајни прекиди у току једног часа (броје се као један прекид; изнимка важи за број прекида у K_{SOO} ; изнимка не важи при узимању у обзир дужине трајања прекида),



- Крајњи купац закључио уговор о посебном нивоу квалитета,
- У питању планирани прекид.

Примјер:

Нека је у питању крајњи купац чији је објекат прикључен на средњи напон са прикључном снагом од 200 kW и налази се на сеоском подручју и у 2014. години би имао:

- ✓ 28 дуготрајних прекида чији је узрок одговорност дистрибутера са укупним трајањем од 1680 минута (28 сати);

Према претходној формули крајњи купац би имао право на компензацију у висини од 6.533 KM.

6.2. Компензација за неиспуњење гарантованог стандарда за трајање појединачног непланираног прекида на ниском напону

Приједлог висине накнаде:

	Домаћинства	Остали корисници на ниском напону
Механизам	Уколико прекид траје двоструко у односу на прописане границе износ надокнаде се удвостручује, а највише до троструке вриједности основице.	
Висина накнаде	10 KM	20 KM

а)

Анализа појединачних непланираних прекида са одговорношћу дистрибутера у 2011. години са аспекта примјене предложене надокнаде (од 10 KM за све купце)					
Електрокрајина (подаци за три квартала)		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		120	70	5	
Број купаца без напајања	Градско	636	416	0	
	Приградско	279	213	0	
	Сеоско	6227	242	22	
	Укупно	7142	871	22	
Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		71.420	17.420	880	
Укупно (KM)					89.720
Електро-Бијељина		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		245	113	38	
Број купаца без напајања	Градско	2284	996	0	
	Приградско	4550	2192	1483	
	Сеоско	47251	22175	3009	
	Укупно	54085	25363	4492	
Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		540.850	507.260	179.680	
Укупно (KM)					1.227.790
Електро Добој		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		3	0	0	
Број купаца без напајања	Градско	2			
	Приградско	0			



	Сеоско	1			
	Укупно	3	0	0	
Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		30	0	0	
Укупно (KM)					30
Електродистрибуција Пале (подаци за три квартала)		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		2	1	0	
Број купаца без напајања	Градско				
	Приградско				
	Сеоско	105	39		
	Укупно	105	39	0	
Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		1.050	780	0	
Укупно (KM)					1.830
Електро-Херцеговина		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		0	0	0	
Број купаца без напајања	Градско				
	Приградско				
	Сеоско				
	Укупно	0	0	0	
Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		0	0	0	
Укупно (KM)					0

б)

Анализа непланираних прекида (укупних) у 2011. години и предложене надокнаде (од 10 KM за све купце)					
Електрокрајина (подаци за три квартала)		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		707	372	63	
Број купаца без напајања	Градско	14087	1697	3	
	Приградско	23900	9489	559	
	Сеоско	141654	46502	3617	
	Укупно	179641	57688	4179	
Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		1.796.410	1.153.760	167.160	
Укупно (KM)					3.117.330
Електро-Бијељина		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		502	282	38	
Број купаца без напајања	Градско	5401	3364	1289	
	Приградско	5521	2555	1518	
	Сеоско	63420	28291	4663	
	Укупно	74342	34210	7470	



Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		743.420	684.200	298.800	
Укупно (KM)					1.726.420
Електро Добој		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		1212	458	60	
Број купаца без напајања	Градско	2341	246	74	
	Приградско	3065	68	8	
	Сеоско	37219	3635	75	
	Укупно	42625	3949	157	
Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		426.250	78.980	6.280	
Укупно (KM)					511.510
Електродистрибуција Пале (подаци за три квартала)		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		562	360	143	
Број купаца без напајања	Градско	9723	2906	1638	
	Приградско	11344	5976	1035	
	Сеоско	40406	22645	6442	
	Укупно	61473	31527	9115	
Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		614.730	630.540	364.600	
Укупно (KM)					1.609.870
Електро-Херцеговина		Непл. прекиди > 6 сати	Непл. прекиди > 12 сати	Непл. прекиди > 24 сати	
Број прекида		54	24	4	
Број купаца без напајања	Градско	982			
	Приградско	1132	1		
	Сеоско	11722	3921	63	
	Укупно	13836	3922	63	
Планирана надокнада по купцу (KM)		10	20	40	
Обештећење (KM)		138.360	78.440	2.520	
Укупно (KM)					219.320

Анализа укупних изноза обештећења усљед непланираних прекида са одговорношћу дистрибутера и укупних прекида са коригованим износима:

Дистрибутивно предузеће	Електро крајина	Електро-Бијељина	Електро Добој	ЕД Пале	Електро-Херцеговина	Укупно
Обештећење (одговорност дистрибутера)	89.720	1.227.790	30,00	1.830	0,00	1.319.370
Обештећење (сви непл. прекиди)	3.117.330	1.726.420	511.510	1.690.870	219.320	7.260.450
Процент (%)	2,88%	71,12%	0,01%	0,11%	0,00%	18,17%



Обештећење са примјеном корекције (71%)	2.217.045,10	1.227.758	363.785,91	1.202.546,74	155.980,38	5.163.632,04
-----------------------------------------	--------------	-----------	------------	--------------	------------	--------------

Такође у датим калкулацијама се примјењивала висина обештећења подједнако за све кориснике дистрибутивне мреже.

#	Питање
14.	Да ли би се на овај начин заштитио крајњи купац у погледу евентуалних штета услед дуготрајних непланираних прекида са одговорношћу дистрибутера?
15.	Шта мислите о самој надокнади? Да ли су добро постављене границе дужине трајања појединачног прекида? Да ли увести посебне границе дужине трајања прекида за сеоско и градско подручје?
16.	Која од двије опције је прикладнија за примјену?
17.	Да ли је потребан и колики би био прелазни период за примјену гарантованих стандарда?

6.3. Компензација за неиспуњење гарантованог стандарда за број краткотрајних прекида на ниском напону

Гарантовани стандарди на нивоу године би могли бити сљедећи:

СН - 20 краткотрајних прекида по крајњем купцу; уз накнаду 200 КМ

НН - 25 краткотрајних прекида по крајњем купцу; уз накнаду 10 КМ домаћинства и 30 КМ Остала потрошња;

#	Питање
18.	Да ли је још рано да се и ови прекиди уврсте у предмет новчане компензације?
19.	Да ли су предложени износи надокнаде превисоки?
20.	Која од двије опције је прикладнија за примјену?

6.4. Комерцијални квалитет

Корисник има право на компензацију, ако ДСО/снабдјевач у пружању услуга стварно крши одређен гарантовани стандард комерцијалног квалитета. Висина компензације дата је у табели испод:

Корисник мреже	Домаћинства		Остали корисници	
	НН	СН	НН	СН
Напонски ниво				
Висина компензације	20 КМ		30 КМ	100 КМ

ДСО је дужан донијети одлуку о основаности сваког захтјева крајњег купца о кршењу гарантованих стандарда комерцијалног квалитета у року од 8 радних дана од пријема захтјева, у супротном крајњем купцу се исплаћује компензација.



Ако ДСО потврди да је захтјев крајњег купца основан, дужан је компензацију платити следећег мјесеца по доношењу одлуке о основаности захтјева. Ако ДСО не исплати компензацију у предвиђеном времену, висина компензације се повећава за 100% до максималних 300%.

Компензације нису оправдани трошкови ДСО-а. ДСО је дужан водити детаљну (број и износ) евиденцију поднесених захтјева због кршења гарантованих стандарда комерцијалног квалитета, оних који су основани, и детаљну евиденцију (број и износ) исплаћених компензација.

7. Информисање

ДСО у сарадњи са снабдјевачима би требао једном годишње уз рачун доставити информацију крајњим купцима која садржи податке о називу трафоподручја са којег се напајају електричном енергијом, као и минимум стандарда квалитета за непланиране прекиде и оствареним вриједностима планираних и непланираних прекида у протеклој години.

8. Закључак

У овом документу Регулаторна комисија је представила одређена размишљања у вези методологије регулисања квалитета снабдијевања. Повратна информација од стране привредних друштава (дистрибутери и снабдјевачи) и корисника мреже је веома важна за даље кораке у регулацији квалитета снабдијевања.

Коментари могу бити и шири од контекста постављених питања и наведене проблематике.

9. Референце - Литература

- *Recommendation for quality of service data collection, reporting and auditing in the Energy Community, Energy Community Study - Final report, 2. април 2012. године;*
- *5th CEER benchmarking report on the quality of electricity supply, децембар 2011. године;*
- *Карактеристике напона у јавним дистрибутивним мрежама БАС EN 50160:2011. године;*
- *IEEE Std 1366TM-2003 IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices;*
- *Извјештај о раду Регулаторне комисије за енергетику за 2011. годину;*
- *Мјерење квалитета електричне енергије у Републици Српској, МХ ЕРС - Дирекција за дистрибуцију електричне енергије;*
- *Дистрибуција електричне енергије, Београд, март 2007. године;*
- *Акт о методологији за дoločитев омрежнине и критеријих за уgotavljanje upravičenih stroškov за електроенергетска омрежја и методологији за обрачунавање омрежнине ([Uradni list RS, št. 81/2012](#))*
- *ДКЕВР – Методика за отчитане изпљнението на целевите показатели и контрол на показателите за квалитето на електрическата енергија и квалитето на обслужването на мрежовите оператори, обществените доставчици и крайни снабдители- № 87 от 17.06.2010г.;*
- *Функционални захтеви и техничке спецификације АМI/МDМ система ЈП "Електропривреда Србије", Стручни тим за напредне мреже Усвојено на Стручном савету ЕПС, Београд, 29.04.2010. године;*