



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

**НАЦРТ ДЕСЕТОГОДИШЊЕГ ПЛАНА
РАЗВОЈА ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ
ОДС „ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА“ А.Д. ПАЛЕ
ЗА ПЕРИОД 2025. – 2034. ГОДИНЕ**

Пале, септембар 2024. год.



САДРЖАЈ

1. УВОД.....	4
2. КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАН РАЗВОЈА	8
2.1. Критеријуми расподјеле планираних финансијских средстава за инвестиције	8
2.2. Критеријуми за одабир инвестиција за изградњу и реконструкцију СН и НН мреже	8
2.2.1. Инвестиције у реконструкцију постојећих објеката на средњем напону и инвестиције у изградњу нових објеката на средњем напону.....	9
2.2.2. Квалитет електричне енергије	11
2.2.3. Дотрајалост елемената	13
2.2.4. Критеријум једноструког испада ((n-1) критеријум).....	14
2.2.5. Оптимизација планирања и обликовање мреже	15
2.2.6. Економски критеријуми	15
2.2.7. Остали захтјеви	16
2.3. Инвестиције у реконструкцију постојећих објеката на ниском напону и инвестиције у изградњу нових објеката на ниском напону.....	16
2.3.1. Побољшање карактеристика елемената мреже/немогућност прикључења на постојећу мрежу (смањење губитака, постављање катодних одводника, оптимизација снаге, замјена ужета каблом и сл.)	17
2.3.2. Дотрајалост елемента	17
2.3.3. Критеријум дозвољених напона	17
2.3.4. Остали захтјеви	18
2.4. Плански сценарији за потребе израде плана развоја.....	18
3. ТЕХНИЧКИ ОПИС И КАРАКТЕРИСТИКЕ ПОСТОЈЕЋЕ ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ	22
3.1. Технички подаци о СН и НН мрежи.....	22
3.2. Мјерна мјеста и губици у дистрибутивној мрежи.....	25
3.3. Континуитет испоруке електричне енергије	28
3.4. Дистрибуирана производња.....	31
3.5. SCADA/DMS/OMS.....	33
3.6. Комуникациони системи, ИТ опрема и компјутеризација пословних процеса и сајбер безбједност	33
4. АНАЛИЗА ПОСТОЈЕЋЕГ СТАЊА ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ.....	35
4.1. Основне поставке методологије и критеријуми за анализу функционисања и планирање развоја електродистрибутивне мреже.....	35
4.1.1. Техничка ограничења у раду дистрибутивне мреже.....	35
4.1.2. Економске основе за планирање развоја дистрибутивне мреже.....	40



4.2. Прорачун оптерећења и формирање модела СН мреже.....	48
4.2.1. Методологија за прорачун оптерећења и формирање модела	49
4.2.2. Анализа рада СН мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале.....	53
4.2.3. Анализа сигурности рада мреже.....	60
4.2.4. Закључне напомене	66
4.4. Методологија за израду прогнозе потрошње електричне енергије	66
4.4.1. Прогноза потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства“.....	67
4.5. Прогноза потрошње за ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	72
4.5.1. Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	72
4.5.2. Прогноза потрошње електричне енергије	74
4.6. Аутоматизација и модернизација дистрибутивне мреже по дубини	80
4.7. SCADA/DMS/OMS.....	81
4.8. Улагања у електроенергетске објекте напонског нивоа 0,4 kV	82
4.8.1. Изградња нових 0,4 kV водова.....	82
4.8.2. Реконструкција и ревитализација водова 0,4 kV.....	83
4.8.3. Реконструкције и ревитализације прикључака.....	83
4.8.4. Улагања у мјерне уређаје, секундарне системе и развој.....	84
4.9. Улагања у комуникационе системе, ИТ опрему и компјутеризацију пословних процеса и сајбер безбједност	88
4.10. Улагања у пословну инфраструктуру	90
4.10.1. Путничка, теретна и радна возила.....	90
4.10.2. Пословни објекти и други радни простори.....	90
4.11. Инвестиције засноване на захтјевима система управљања животном средином.....	91
4.12. Повећање енергетске ефикасности дистрибутивне мреже	91
5. ДЕТАЉНА РАЗРАДА РАЗВОЈА МРЕЖЕ.....	98
5.1.1. Развој мреже у периоду од 2025. до 2027. године.....	101
5.1.2. Развој мреже у периоду од 2028. до 2034. године.....	110
5.1.3. Закључне напомене	134
6. ЛИТЕРАТУРА.....	137



1. УВОД

Оператер дистрибутивног система „Електродистрибуција“ а.д. Пале, (скраћено ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале) је један од оператера дистрибутивног система у Републици Српској који у складу са условима из добијене дозволе за обављање дјелатности дистрибуције електричне енергије обавља регулисану дјелатност дистрибуције електричне енергије и одговоран је за рад, управљање, одржавање, развој и изградњу дистрибутивног система на подручју 13 јединица локалне самоуправе на истоку Републике Српске.

Законом о електричној енергији („Службени гласник РС број 68/20“) јасно је одређена одговорност и дужност оператера дистрибутивног система у дијелу планирања развоја дистрибутивне мреже:

- Оператер дистрибутивног система дужан је да управља, одржава и развија дистрибутивни систем којим се осигурава дугорочна способност система да задовољи реалне потребе за дистрибуцијом електричне енергије и економичним коришћењем дистрибутивне мреже (Члан 52. Тачка 1),
- Оператер дистрибутивног система сваке три године, најкасније до 30. новембра текуће године, доноси и јавно објављује десетогодишњи план развоја, уз претходно прибављену сагласност Регулаторне комисије, који је усклађен са Стратегијом развоја енергетског сектора Републике Српске, планом развоја преносне мреже, документима просторног уређења и захтјевима корисника за прикључење на дистрибутивну мрежу (Члан 53 Став 1),
- Оператер дистрибутивног система, најкасније до 31. децембра текуће године, доноси и јавно објављује годишњи и трогодишњи план инвестиција, усклађен са потребама корисника мреже, десетогодишњим планом развоја дистрибутивне мреже, планом инвестиција преносног система и просторнопланским документима (Члан 53 Став 2),
- Трогодишњи план инвестиција из става 2. овог члана доноси се уз претходно прибављену сагласност Регулаторне комисије (Члан 53 Став 3),
- План инвестиција садржи:
 - 1) тренутно стање и степен коришћења елемената дистрибутивне мреже,
 - 2) процјену потреба за додатним капацитетима, узимајући у обзир и развој дистрибуиране производње, мјере енергетске ефикасности, примјену нових технологија и друго,
 - 3) преглед већих електроенергетских објекта чија је изградња и реконструкција предвиђена у планском периоду,
 - 4) циљеве квалитета снабдијевања, посебно у дијелу који се односи на континуитет и квалитет испоруке,
 - 5) циљеве заштите животне средине,
 - 6) план одржавања елемената дистрибутивне мреже, са циљем повећања сигурности и квалитета снабдијевања,
 - 7) начин примјене система напредних мјерења,
 - 8) процјена потреба информационе безбједности,
 - 9) остале податке од значаја за извршење плана инвестиција (Члан 53 Став 4),



- Приликом израде планова развоја и планова инвестиција из ст. 1. и 2. овог члана, оператер дистрибутивног система узима у обзир мјере енергетске ефикасности, управљања потрошњом и интеграције дистрибуиране производње, којима се може одгодити потреба за повећањем капацитета дистрибутивне мреже (Члан 53 Став 5),
- Дистрибутивним мрежним правилима посебно се прописује методологија и критерији за планирање развоја дистрибутивне мреже (Члан 63 став 2 Тачка 8),
- Дистрибутивна мрежна правила усаглашено доносе оператери дистрибутивног система, уз претходно прибављену сагласност Регулаторне комисије (Члан 63 став 3).

Сви планови, а посебно десетогодишњи планови развоја дистрибутивне мреже, морају бити усклађени са Студијом десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже, Студијом оцјене и побољшања енергетске ефикасности у дистрибутивној мрежи Републике Српске, Стратегијом развоја енергетике Републике Српске, Десетогодишњим планом развоја преносне мреже, просторно-планском документацијом Републике Српске и локалних заједница, плановима развоја већих корисника дистрибутивне мреже, Дистрибутивним мрежним правилима, као и осталом важећом регулативом.

- **Одреднице десетогодишњег плана развоја**

Кључне одреднице планирања развоја дистрибутивне мреже уређене су законодавним оквиром Републике Српске : Закон о енергетици (“Службени гласник РС”, број 49/09), Закон о електричној енергији (Службени гласник РС број 68/20), Закон о обновљивим изворима енергије Републике Српске (“Службени гласник РС”, бр. 16/22), Закон о енергетској ефикасности (“Службени гласник РС”, бр. 59/13) и осталим правилницима и методологијама (Дистрибутивна мрежна правила, Општи услови за испоруку и снабдијевање електричном енергијом, Правилник о условима за прикључење електрана на електродистрибутивну мрежу Републике Српске, Правилник о методологији за утврђивање накнаде за прикључење на дистрибутивну мрежу, Методологија за утврђивање накнаде за коришћење дистрибутивне мреже и обрачун цијене коришћења затвореног дистрибутивног система те Стратегијом развоја енергетике Републике Српске).

У законском и стратешком оквиру, планирање развоја и инвестиција усклађено је са стратегијом, мисијом, визијом и циљевима предузећа и условљено бројним утицајима из окружења, међу којима се издвајају потребе привредних активности и демографска кретања.

- **Пословни циљеви**

При планирању улагања важно је осигурати да свако улагање доприноси остварењу усуглашених пословних циљева, при чему многа улагања доприносе остварењу неколико пословних циљева. Мисија ОДС “Електродистрибуција” а.д. Пале је сигурна и квалитетна дистрибуција електричне енергије, уз стално подизање квалитета услуга и унапређења бриге о животnoj средини.

Квалитет и поузданост производа и услуге, који потпуно задовољавају захтјеве, потребе и очекивања корисника дистрибутивне мреже, су први пословни приоритет у свим активностима.

Постизање и одржавање, од корисника дистрибутивне мреже захтијеваног, односно уговореног квалитета, који задовољава прописе и стандарде, оствариће се уз истовремено



снижење трошкова, повећање ефективности, ефикасности, продуктивности, а тиме и задовољства свих запослених на путу ка дугорочном пословном успјеху.

- **Утицај окружења на планирање развоја дистрибутивне мреже**

Десетогодишњи план развоја дистрибутивне мреже креира се у захтјевном окружењу које се одликује законом дефинисаним обавезама и одговорностима оператера електродистрибутивне мреже. Сложеност пословања која произилази из улоге оператера у интеракцији са екстерним институцијама, привредом и великим бројем корисника мреже је посебан изазов у процесу планирања. У наставку су приказани кључни фактори и њихов утицај на планирање инвестиција у дистрибутивну мрежу.

Привредна дјелатност директно утиче на обим улагања у стварање услова и изградњу прикључака, а значајно и на обим и динамику неопходних улагања у обезбјеђивање довољне снаге преноса за потребе праћења раста потрошње и оптерећења постојеће потрошње.

Глобална економска криза која је започела појавом пандемије болести COVID-19, а затим и почетком ратних сукоба у Украјини узроковала је енергетску кризу и ново повећање трошкова производње. Повећање цијена материјала, опреме и рада и општа неизвјесност пословања у оквирима дуготрајних и сложених поступака јавних набавки отежавали су закључивање вишегодишњих уговора о набавкама веће количине материјала и опреме, повећали вриједност уговора и отежале реализацију већ закључених уговора. Дуготрајни процеси набавке одражавају се и на реализацију дијела планираних инвестиционих пројеката.

У новембру 2023. године на снагу је ступио нови Правилник о условима за прикључење електрана на електродистрибутивну мрежу Републике Српске. Прије свега, нова правила су донијета како би се објединили захтјеви важећих закона, техничких прописа, правилника, препорука и признатих свјетских стандарда у овој области, дефинишући минималне услове које мора испунити Произвођач како би пројектовао, изградио, прикључио и водио у погону електрану паралелно са електродистрибутивном мрежом Републике Српске називног напона 0,4 kV, 10 kV, 20 kV или 35 kV с циљем да се избјегну, односно ограниче негативна повратна дејства на дистрибутивну мрежу и постојеће кориснике. Нова Правила прописују нову процедуру за прикључење произвођача и оператера складишта енергије, што поред поступка прикључења обухвата и спровођење претходног поступка процјене могућности повезивања. Претходни поступак повезивања састоји се од израде Елабората могућности прикључења и издавања прелиминарног мишљења оператера дистрибутивног система о могућности повезивања и о могућим опцијама за повезивање.

Доношењем низа законских и подзаконских прописа из подручја обновљивих извора наставља се подстицај изградње дистрибуираних извора и њихово прикључивање на електродистрибутивну мрежу. Интеграција све већег броја дистрибуираних извора у мрежу ОДС-а захтјева додатне напоре у планирању развоја и управљању мрежом. Све чешћа је повећана снага производње у односу на постојеће локално оптерећење што се може одражавати кроз погоршане напонске прилике у мрежи (повишење напона) па ће бити потреба стварања услова у дистрибутивној мрежи да би се преузела укупна произведена електрична енергија из дистрибуираних извора те да би се очувао критериј n-1 у трансформацији ВН/СН. Типични захвати на стварању услова у мрежи су: повећање



пресека постојећих водова, замјена постојећих трансформатора новим трансформаторима 110/10(20) kV или 35(30)/10(20) kV одговарајуће снаге с аутоматском регулацијом напона, прелазак дијела мреже на 20 kV напонски ниво и др. Стварање услова у дистрибутивној мрежи доводи до повећаних трошкова за инвеститоре и за ОДС. За сваки дистрибуирани извор који се планира прикључити на средњонапонску дистрибутивну мрежу, израђује се елаборат оптималног техничког рјешења прикључења да би се сагледали сви потребни захвати и трошкови на стварању услова у мрежи и прикључењу електране.

Развој електродистрибутивне мреже и дјелатности електродистрибуције у смјеру напредне мреже доноси:

- Сложенију интеракцију између оператера система (ОПС и ОДС) те између ОДС-а и корисника мреже, а у будућности и тржишта електричне енергије;
- Обнову, модернизацију, аутоматизацију и дигитализацију мреже у циљу даљњег повећања ефикасности система ;
- Сложеније захтјеве у подручју управљања, погонске аутоматике и релејне заштите уз већу несигурност и захтјевније предвиђање токова снага те увођење функција предвиђања и спрјечавања кризних ситуација;
- Интеграцију апликација и функционалности, информатичко повезивање база података система управљања, надзора, релејне заштите и одржавања;
- Повећање захтјева за надзор и заштиту детаљних мјерних и погонских података.

Увођење напредних техничких рјешења може повећати инвестиционе трошкове и трошкове одржавања електроенергетских мрежа. Узимајући све ово у обзир у плановима развоја дистрибутивне мреже је обухваћено:

- Припрема мреже за повећање броја дистрибуираних извора енергије;
- Припрема и развој мрежних техничких рјешења за подршку електромобилности;
- Унапређење информатичко-комуникационих система у подручју управљања имовином, вођења система, дијагностике, прикупљања погонских и мјерних података;
- Одговор на захтјеве тржишта електричне енергије за све детаљнијим погонским и мјерним подацима;
- Стварање услова за управљање потрошњом;
- Повећање ефикасности пословања кроз смањење губитака електричне енергије и повећање квалитета услуге снабдијевања електричном енергијом.



2. КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАН РАЗВОЈА

2.1. Критеријуми расподеле планираних финансијских средстава за инвестиције

У процесу планирања постоје два начина расподеле финансијских средстава намијењених за инвестирање:

- Расподела средстава према структури имовине;
- Расподела средстава по теренским јединицама.

➤ *Расподјела средстава према структури имовине*

Однос улагања у средњенапонску мрежу (35 kV, 20 kV, 10 kV и 6 kV) и нисконапонску мрежу (0,4 kV) није фиксно дефинисан. Орјентациони однос улагања средстава у средњенапонску и нисконапонску мрежу на подручју које покрива један ОДС треба приближно да буде:

- средњенапонска мрежа 50% и
- нисконапонска мрежа 50%.

Препорука је да се ОДС-ови придржавају наведених процената. Међутим, према процјени стручних лица, сваки ОДС може одступити од наведених процената према својим потребама, у складу са специфичним ситуацијама и стањем мреже, уз квалитетне и оправдане аргументе.

- *Расподјела средстава по теренским јединицама*

Орјентациона расподела средстава за инвестиције по теренским јединицама је следећа:

- 50% средстава се распоређује према броју крајњих купаца,
- 35% средстава се распоређује према величини територије коју покрива теренска јединица и
- 15% средстава се распоређује према учешћу у испорученој електричној енергији.

Препорука је да се ОДС-ови придржавају наведених процената. Међутим, према процјени стручних лица, сваки ОДС може одступити од наведених процената према својим потребама, у складу са специфичним ситуацијама и стањем мреже, уз квалитетне и оправдане аргументе.

2.2. Критеријуми за одабир инвестиција за изградњу и реконструкцију СН и НН мреже

Инвестициона улагања у овој области могу се подијелити у двије групе:

- Инвестиције у реконструкцију постојећих објеката на средњем напону и инвестиције у изградњу нових објеката на средњем напону;
- Инвестиције у реконструкцију постојећих објеката на ниском напону и инвестиције у изградњу нових објеката на ниском напону.



2.2.1. Инвестиције у реконструкцију постојећих објеката на средњем напону и инвестиције у изградњу нових објеката на средњем напону

Критеријуми за избор инвестиција из ове групе су:

- 1) дозвољено оптерећење елемената мреже,
- 2) квалитет електричне енергије:
- 3) континуитет у испоруци електричне енергије,
- 4) критеријум дозвољених напона,
- 5) дотрајалост елемената,
- 6) критеријум једноструког испада ((n-1) критеријум),
- 7) оптимизација планирања и обликовање мреже,
- 8) економски критеријуми,
- 9) остали захтјеви.

• *Дозвољено оптерећење елемената мреже*

У нормалном радном режиму до преоптерећења неког елемента мреже може доћи услед повећања оптерећења напајаног конзума или због повећања производње. Експлоатација преоптерећеног елемента у дужем временском периоду доводи до повећаних техничких губитака и убрзаног старења елемента, чиме се његов животни вијек смањује. Један од начина рјешавања овог проблема је промјена уклопног стања, уколико је то могуће. Уколико промјена уклопног стања није могућа, потребно је инвестирати у изградњу новог елемента мреже преко ког је могуће растеретити преоптерећени елемент.

Инвестиције које се раде с циљем растерећења елемената мреже имају највећи ранг приоритета. Зато је неопходно, у свакој етапи развоја мреже, најприје сагледати ниво оптерећења сваког елемента у нормалном радном режиму (уобичајено уклопно стање), како би се издвојили угрожени елементи, односно они елементи који су преоптерећени. Све издвојене елементе можемо подијелити у четири подгрупе:

- трансформатори,
- каблови,
- самоносећи кабловски снопови и
- надземни водови.

Узимајући у обзир дозвољени ниво краткотрајног преоптерећења четири врсте елемената, инвестиције су разврстане у четири истоимене подгрупе. Ранг приоритета дефинисан је по сљедећем редослиједу:

- 1) инвестиције у растерећење каблова,
- 2) инвестиције у растерећење трансформатора,
- 3) инвестиције у растерећење самоносећих кабловских снопова (СКС),
- 4) инвестиције у растерећење надземних водова изведених голим проводницима.

Највећи приоритет у реализацији имају инвестиције у растерећење кабловских дионица, јер им је краткотрајно струјно преоптерећење дозвољено до 10,5% (у односу на номиналну струју оптерећења I_{nd}). Са друге стране, инвестиције у растерећење надземних дионица изведених голим проводницима имају најмањи приоритет, а разлог је дозвољени ниво краткотрајног струјног преоптерећења до 90% (у односу на I_{nd}). Подгрупе инвестиција



у растерећење трансформатора и инвестиција у растерећење самоносећих кабловских снопова имају приоритет у односу на инвестиције у каблове и инвестиције у надземне водове. Инвестиције у растерећење трансформатора (дозвољено краткотрајно струјно преоптерећење до 30% у односу на Ind) имају приоритет у односу на инвестиције у растерећење СКС (краткотрајно струјно преоптерећење до 55% у односу на Ind). Рангирање у оквиру сваке подгрупе инвестиција се врши на основу нивоа преоптерећења, тј. инвестиција којом се рјешава проблем већег преоптерећења елемента има већи приоритет у односу на инвестицију којом се рјешава проблем мањег преоптерећења елемента.

• **Термичко преоптерећење елемената мреже**

Основно ограничење које је потребно поштовати при планирању и експлоатацији електродистрибутивне мреже је термичка граница оптерећења појединих елемената мреже. Произвођачи водова и трансформатора најчешће дефинишу номиналне вриједности струја (и снага) као максималну вриједност до које се елемент може оптерећивати при дефинисаним временским условима (температура, влажност, вјетар...), а да то не доведе до недозвољено високих температура које могу да изазову убрзано старење елемената или кварове на њему.

При планирању мреже ово је основни технички критеријум рада мреже, при чему у нормалном раду, у функцији обезбјеђења максималне поузданости у погону, ниједан од елемената не смије да буде трајно оптерећен изнад номиналне вриједности његове струје (јер она диктира загријавање), при чему је допуштено да вриједност максималне снаге у нормалном погону може да буде нешто изнад или испод вриједности номиналне снаге елемента, а све зависно од радног напона под којим ради посматрани елемент у анализираном радном режиму.

Хаваријски рад мреже се приликом планирања анализира у условима максималног радног режима, у неповољним околностима. Овакав радни режим се у већини случајева догађа у зимском периоду, при ниским температурама, које обезбјеђују боље услове хлађења елемената, када су могућа погонска стања уз максималне вриједности струја изнад номиналних струја за посматрани елемент.

За посебне случајеве се максимални радни режим догађа у љетњем периоду (потрошња везана за туристичке центре, наводњавање, велико присуство клима-уређаја и сл.), када су услови хлађења погоршани, што може условити потребу за нижим вриједностима дозвољених максималних струја од номиналних.

Дозвољено оптерећење водова и трансформатора у поступку планирања дистрибутивне мреже дато је у Табели 1.

Табела 1. Дозвољено оптерећење водова и трансформатора у поступку планирања ДМ

Елемент мреже	Трајно допуштено оптерећење	Допуштено оптерећење за вријеме трајања непланираног поремећаја	Допуштено оптерећење за вријеме трајања планираног поремећаја
Надземни вод	Максимално допуштена струја у нормалном погону у сезони вршног оптерећења	Максимално допуштена струја у поремећеном погону у сезони вршног оптерећења	Максимално допуштена струја у поремећеном погону у сезони минималног оптерећења



Кабл	Максимално допуштена струја у нормалном погону		
Трансформатор	Максимално допуштено оптерећење у нормалном погону у сезони вршног оптерећења	Максимално допуштено оптерећење у поремећеном погону у сезони вршног оптерећења	Максимално допуштено оптерећење у поремећеном погону у сезони минималног оптерећења

2.2.2. Квалитет електричне енергије

Квалитет електричне енергије један је од битнијих критеријума приликом израде плана развоја дистрибутивне мреже. Пожељно је да електрична енергија која се испоручује крајњим купцима буде константне фреквенције, идеалног синусоидног облика и константног напона. Међутим, чињеница је да у пракси постоје многи фактори који су узрок одступања од наведеног.

Евиденцију показатеља квалитета снабдијевања електричном енергијом чине:

- индикатори континуитета испоруке ел. ен,
- индикатори квалитета напона напајања и
- индикатори комерцијалног квалитета.

• *Континуитет у испоруци електричне енергије*

Поузданост напајања представља способност мреже да осигура континуитет напајања електричном енергијом у одређеном временском периоду. Поузданост напајања се исказује показатељима броја и времена трајања прекида. Показатељи поузданости напајања представљају најзначајније показатеље који се користе код планирања изградње и обнове дистрибутивне мреже. Њиховом анализом лако се могу детектовати критична мјеста која је потребно санирати/реконструисати. Као полазна основа за израду плана развоја дистрибутивне мреже је потребно да се користе статистички подаци о параметрима континуитета исказано по средњенапонским водовима.

Показатељи поузданости напајања су:

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – дужина трајања прекида напајања по крајњем купцу у току године,
- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – број дуготрајних прекида напајања крајњих купаца у току године и
- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) – број краткотрајних прекида напајања крајњих купаца у току године.

Класификација дистрибутивних подручја врши се на:

- градска подручја,
- приградска подручја и
- сеоска подручја.

Класификација прекида у напајању се врши на:

- планиране (најављене) и
- непланиране (ненајављене).



• **Критеријум дозвољених напона**

Напонске карактеристике у тачки напајања у нормалним условима рада мреже морају бити у складу са стандардима EN 50160, IEC 60038 и Општим условима за испоруку и снабдијевање електричном енергијом, у смислу:

- номиналних напонских нивоа дистрибутивне мреже,
- дозвољених одступања од номиналне вриједности напона,
- дозвољеног фактора укупног хармонијског изобличења THD,
- дозвољених вриједности краткотрајног и дуготрајног индекса јачине фликера,
- дозвољене фазне несиметрије напона,
- осталих напонских карактеристика.

Дозвољена одступања напона за средњенапонску мрежу на мјесту прикључења у нормалним погонским приликама су: $\pm 10\%$ за 99% просјечних десетоминутних ефективних вриједности напона у току једне седмице.

При планирању дистрибутивне мреже морају се дефинисати одређена напонска ограничења која чворишта СН мреже морају да задовољавају, при чему та ограничења гарантују да ће, при свим условима преузимања енергије из преносне мреже, енергија испоручена свим купцима на ниском напону задовољавати дефинисана напонска ограничења.

Напонска ограничења која морају да испуњавају чворишта мреже приликом планирања дата су у Табели 2.

Табела 2. Дозвољене вриједности напона приликом планирања у нормалном и хаваријском стању у СН мрежи*

Номинални напон чворишта (kV)	Минимални напон у нормалном радном режиму (kV)	Максимални напон у нормалног радном режиму (kV)	Минимални напон у хаваријском радном режиму (kV)
35	33,25	38	31,5
20	19	21,4	18
10	9,5	10,7	9

*Студија развоја електродистрибутивног система РС – ТОМ 1 – мај 2011. године

Обзиром да у ОДС-овима у оквиру МХ ЕРС напоном на прагу мреже 35 kV и 20 kV, а у одређеним случајевима и 10 kV, управља оператор преносног система („Електропренос“ а.д. Бања Лука), од значаја су усвојене доње границе напона, при чему је напон на прагу мреже, практично, улазни податак за прорачун.



Што се тиче минималне вриједности напона на 10 kV страни у нормалном радном режиму, усвојена је вриједност која ће омогућити да се свим крајњим купцима обезбиједи напон на 0,4 kV страни у складу са стандардима IEC 60038 и EN 50160. Приликом избора ове вриједности треба имати у виду да трансформатори 10/0,4 kV (и новији са преносним односом 10/0,42 kV) имају могућност подешавања преносног односа (када нису под напоном) и то у опсегу $\pm 5\%$ на примарној страни (BAS EN 60076-1 и МХ ЕРС „Техничка спецификација енергетских трансформатора 10(20)/0,4 kV са смањеним губицима“, Мај 2016.). На бази могућности регулације трансформатора 10/0,4 kV усвојено је да је задовољавајућа минимална вриједност напона у мрежи средњег напона 9,5 kV. У хаваријском режиму може се допустити и додатни пад напона од 5 %, тако да је усвојена минимална вриједност напона у мрежи 10 kV за хаваријске ситуације 9 kV (испад неког од елемената мреже). Све речено за напон 10 kV се скоро аутоматски може пренијети и на 20 kV напон. Због тога су за овај номинални СН усвојене границе 19 и 21,4 kV за нормални погон и доња граница од 18 kV за хаваријске услове.

2.2.3. Дотрајалост елемената

Приликом планирања развоја дистрибутивне мреже потребно је узети у обзир и планове реконструкције постојећих елемената дистрибутивне мреже. Реконструкција је унапријед припремљен рад на електроенергетским постројењима, код којег се у извјесној мјери мијењају техничке карактеристике ради побољшања услова коришћења (и проширења капацитета) постојећег постројења. Утицај реконструкције постојеће инфраструктуре на планове будућег развоја проводи се анализом могућности изградње новог елемента или другачијег технолошког рјешења истог проблема, при чему се одабира економски повољније рјешење.

Елементи дистрибутивне мреже за које се појединачно анализирају потребе за замјеном и реконструкцијом су:

- ТС и трансформатори 35/(20)10 kV и
- водови 35 kV, 20 kV и 10 kV.

План реконструкције кандидованих елемената дистрибутивне мреже одређује се вредновањем:

- стварног стања елемената или компоненте мреже,
- улоге коју разматрани елемент или компонента елемента има у ЕЕ систему,
- очекиваних трошкова које разматрани елемент или компонента елемента узрокује у систему.

Елементи мреже се дефинишу као кандидати за краткорочни и/или средњорочни план замјене и реконструкције дистрибутивне мреже, уколико је задовољен један или више од слjedeћих услова:

- старост у разматраном раздобљу једнака или већа од очекиваног животног вијека, чије вриједности за поједине елементе мреже износе:
- за електрични дио надземних водова средњег напона 40 година,
- за стубове надземних водова средњег напона, осим дрвених, 40 година,
- за дрвене стубове надземних водова средњег напона 20 година,



- за кабловске водове средњег напона 35 година,
- за енергетске трансформаторе 40 година,
- за разводна постројења 35 kV, 20 kV и 10 kV 30 година,
- не задовољава постављене техничке захтјеве,
- књиговодствено отписан (амортизован).

У зависности од значаја и стања одређеног елемента мреже, животни вијек елемента се може смањити или му се, уколико показатељи о погонском стању елемента говоре о задовољавајућем степену поузданости у раду, може продужити животни вијек утврђивањем објективизираних фер вриједности за одређени временски период.

Под техничким критеријумима за замјену и реконструкцију елемената и компоненти елемената дистрибутивне мреже подразумевају се разлози техничке природе ради којих је безусловно потребна замјена или реконструкција, односно демонтажа ако елемент или компонента елемента су технолошки превазиђени и нису од виталног значаја за функционисање дистрибуције електричне енергије. Ту спадају:

- техничка неисправност елемента или компоненте елемента,
- техничка грешка елемента или компоненте елемента мреже таква да је економски неисплативо ту грешку отклонити,
- незадовољавајуће карактеристике елемента или компоненте елемента мреже с обзиром на очекиване погонске услове у планском раздобљу (оптерећења, кратки спој),
- незадовољавање техничких прописа које елемент мреже мора задовољавати,
- недостатак особља обученог за одржавање појединих врста старих компоненти елемената мреже,
- недостатак резервних дијелова нужних за нормалан погон елемента или компоненте елемента мреже.

2.2.4. Критеријум једноструког испада ((n-1) критеријум)

Поремећаји као што су: нерасположивост једног једносистемског или једноструког вода (надземни вод/кабл), нерасположивост једне тројке двосистемског вода, нерасположивост једног енергетског трансформатора у трафостаници са једним трансформатором и сл, могу довести до следећих ефеката у мрежи:

- трајно нарушавање граничних вриједности погонских величина у дистрибутивној мрежи (струја, напон), које доводе у опасност сигуран погон или проузрокују оштећење, односно недопуштено скраћивање животног вијека опреме дистрибутивне мреже, или уређаја у власништву корисника мреже,
- број и трајање прекида нападања корисника већи од просјечних вриједности у претходном периоду, упркос искоришћењу резервних капацитета у мрежи,
- ширење поремећаја, односно даље искључивање дјеловањем уређаја заштите дијелова дистрибутивне мреже који нису захваћени поремећајем.

Приликом ових поремећаја, систем мора бити способан постићи ново равнотежно стање, тј. да се у најкраћем могућем року, примјеном диспечерских мјера или корективних акција, као и отклањањем поремећаја, врати у стање у коме су параметри рада унутар прописаних граница.



Критеријум сигурности (n-1) подразумева да неки од претходно наведених поремећаја не доводе до нарушавања нормалног погона дистрибутивног система, тј. да се у случају квара који доводи до елиминације једног дијела дистрибутивне мреже из погона, сви купци и даље могу напојити из алтернативних праваца напајања. При томе ни један елемент дистрибутивне мреже не смије бити трајно преоптерећен.

Развој СН мреже се обично планира уз поштовање овог критеријума тамо гдје је то економски оправдано, с обзиром на густину потрошње електричне енергије и структуру потрошње. Међутим, узимајући у обзир структуру потрошње, немогуће је увијек очекивати да ће се бити задовољен захтјев за економском оправданошћу, те је захтјев за задовољењем критеријума сигурности у таквим случајевима приоритетан. Другим ријечима економска оправданост не смије бити елиминациони фактор када је у питању задовољавање критеријума сигурности. У осталим случајевима мрежа се планира радијално. На захтјев корисника, мрежа се може планирати са (n-1) критеријумом, при чему трошак сноси корисници.

Овај критеријум се примјењује превасходно на СН мрежу. Развој нисконапонске дистрибутивне мреже се планира према критеријуму „n-1” само у случају густо насељених урбаних средина, или на захтјев корисника. У свим осталим случајевима нисконапонска мрежа се планира радијално.

2.2.5. Оптимизација планирања и обликовање мреже

При планирању развоја дистрибутивне мреже потребно је анализирати сва могућа рјешења којима се задовољавају технички и економски критеријуми планирања. Основна рјешења појачања дистрибутивне мреже средњег напона су:

- изградња новог вода,
- изградња нове ТС за напајање СН мреже,
- повећавање преносне моћи постојећих водова или трансформатора кроз пријевремену или нужну реконструкцију,
- прелазак дијела мреже на погон на виши напонски ниво,
- коришћење посебних уређаја (даљински управљиве линијске склопке или прекидачи, линијски регулатори напона и др.),
- промјена уклопног стања мреже у комбинацији с одлагањем неког од горе наведених рјешења.

2.2.6. Економски критеријуми

Циљ економских анализа је одређивање економски оптималног плана развоја дистрибутивне мреже у посматраном временском раздобљу. При томе се под планом развоја подразумева временска динамика уласка у погон свих пројеката нужних за функционисање ОДС-а у складу са техничким критеријумима, као и могућих додатних пројеката који нису нужни у погледу задовољавања техничких критеријума планирања дистрибутивне мреже, али су економски оправдани.

Годишњи трошкови неке варијанте развоја мреже могу се подијелити на двије групе:

- инвестициони трошкови и
- оперативни трошкови (губитака и неиспоручене енергије).



Сви трошкови се израчунавају користећи планске јединичне цијене елемената мреже, односно цијене губитака електричне енергије и неиспоручене електричне енергије и снаге.

Бенефити од улагања у дјелатност дистрибуције електричне енергије се најчешће свде на смањење трошкова дистрибуције електричне енергије и добит ради смањења очекиваних трошкова неиспоручене електричне енергије.

Анализа трошкова планираних инвестиција може да обухвати:

- капиталне трошкове, или
- капиталне и оперативне трошкове током животног вијека основног средства (сведене на нето садашњу вриједност).

Конвенционални методи планирања стандардно обухватају само капиталне трошкове и врше њихову оптимизацију у зависности од потребног капацитета мреже и испуњења циљева који се односе на сигурност снабдијевања. Са друге стране, алтернативним приступом се поред капиталних трошкова (трошкови инвестиције), додатно разматрају трошкови одржавања, трошкови губитака, трошкови ограничења излазне снаге дистрибуираних генератора, трошкови због прекида снабдијевања и трошкови/бенефити услјед примјене подстицајне регулације мрежних тарифа.

Препорука је да се приликом планирања проведе техно-економска оптимизација која обухвата и оперативне трошкове током животног вијека основног средства.

Исплативост изградње не смије бити елиминациони критеријум за неку виталну инвестицију!

Претходно наведени економски критеријуми важе и за нисконапонску мрежу.

2.2.7. Остали захтјеви

У ове захтјеве спадају специфични захтјеви као што су:

- потреба за улагањем због усклађивања са изградњом електропреносних капацитета (свођење водова у нову ТС, прелазак на други напонски ниво и сл.),
- изградња вода због испуњавања критеријума n-1 за кориснике услуге од посебног интереса,
- измјештање трасе вода због немогућности одржавања,
- изградња саобраћајница, кружних токова, аеродрома, индустријских зона и сл,
- ванредна непланирана улагања (непланирана улагања која се морају реализовати),
- унифицирање опреме (када је опрема функционална, али није унифицирана),
- појава нових извора енергије...

2.3. Инвестиције у реконструкцију постојећих објеката на ниском напону и инвестиције у изградњу нових објеката на ниском напону

Оптималан број и инсталисана снага ТС 10(20)/0,4 kV на неком подручју условљени су густином оптерећења и дужином нисконапонских водова напајаних из посматране ТС. Посебно је то дошло до изражаја последњих неколико деценија, након значајних миграција становништва услјед којих је дошло до помјерања конзума из сеоских у приградска и градска подручја. Просјечно је по ТС 10(20)/0,4 kV прикључена велика дужина мреже ниског напона, углавном малог пресека проводника. Развој НН мреже треба темељити на следећим начелима:



- кратки изводи НН и
- поједностављене ТС 10(20)/0,4 kV са трансформацијом релативно мале номиналне снаге и кратком прикљученом мрежом НН.

Критеријуми за избор инвестиција из ове групе су:

- побољшање карактеристика елемената мреже/немогућност прикључења на постојећу мрежу (смањење губитака, оптимизација снаге, замјена ужета каблом, повећање пресека проводника и сл.),
- дотрајалост елемената,
- критеријуми дозвољених напона и
- остали захтјеви.

2.3.1. Побољшање карактеристика елемената мреже/немогућност прикључења на постојећу мрежу (смањење губитака, постављање катодних одводника, оптимизација снаге, замјена ужета каблом и сл.)

При планирању развоја дистрибутивне мреже потребно је анализирати сва могућа рјешења којима се задовољавају технички и економски критеријуми планирања. Основна рјешења појачања дистрибутивне мреже ниског напона су:

- уградња нове трансформаторске станице 10(20)/0,4 kV у постојећу мрежу ниског напона,
- повећавање преносне моћи постојећих водова кроз пријевремену или нужну реконструкцију, односно повећања пресека проводника.

Експлоатација преоптерећеног елемента у дужем временском периоду доводи до повећаних техничких губитака и убрзаног старења елемента, чиме се његов животни вијек смањује. Понекад техничка ограничења не дозвољавају прикључење нових корисника на нисконапонску мрежу.

2.3.2. Дотрајалост елемента

Сваки елемент има свој животни вијек након чега дотрајава и неопходно га је замијенити. Најједноставније рјешење је уградња новог елемента истог типа са истим, сличним или бољим карактеристикама, што зависи од прогнозираног оптерећења.

Улагање у реконструкцију електроенергетских објеката реализује се зависно од њихове старости, животног вијека и степена дотрајалости.

Настојање сваког ОДС-а би требало бити у правцу обавезне замјене свих дотрајалих виталних елемената мреже новим, а све према захтјевима према важећим стандардима.

2.3.3. Критеријум дозвољених напона

Напонске карактеристике у тачки напајања у нормалним условима рада мреже морају бити у складу са стандардима EN 50160, IEC 60038 и Општим условима за испоруку и снабдијевање електричном енергијом, у смислу:

- допуштених напонских нивоа дистрибутивне мреже,
- дозвољених одступања од номиналне вриједности напона,
- дозвољеног фактора укупног хармонијског изобличења THD,
- дозвољених вриједности краткотрајног и дуготрајног индекса јачине фликера,



- дозвољене фазне несиметрије напона,
- осталих напонских карактеристика.

Дозвољена одступања напона за нисконапонску мрежу у тачки напајања у нормалним погонским приликама су: $\pm 10\%$ за 95% просјечних десетоминутних ефективних вриједности напона у току једне седмице. Одступање било које просјечне десетоминутне ефективне вриједности напона мора бити у границама од +10% до -15% од номиналне вриједности напона.

Напони у НН мрежи у нормалном и хаваријском стању приликом планирања не би требали да одступају од слиједећих вриједности:

Табела 3. Дозвољене вриједности напона приликом планирања у нормалном и хаваријском стању у НН мрежи

Номинални напон чворишта (kV)	Минимални напон у нормалном радном режиму (kV)	Максимални напон у нормалног радном режиму (kV)	Минимални напон у хаваријском радном режиму (kV)
0,4/0,230	0,36/0,207	0,42/0,242	0,36/0,207

2.3.4. Остали захтјеви

У ове захтјеве спадају:

- немогућност одржавања постојеће трасе (укључујући и измјештање трасе вода са кровних носача),
- измјештање трасе вода због других разлога,
- изградња саобраћајница, кружних токова,
- унифицирање опреме (када је опрема функционална, али није унифицирана),
- ванредна непланирана улагања (непланирана улагања која се морају одрадити)...

2.4. Плански сценарији за потребе израде плана развоја

Плански сценарији (екстремна стања мреже) за потребе израде плана развоја мреже треба да обухватају:

- 1) зимски максимум потрошње,
- 2) зимски минимум потрошње,
- 3) љетни максимум потрошње,
- 4) љетни минимум потрошње,
- 5) максимум производње и минимум потрошње (симулација),
- 6) минимум производње и максимум потрошње (симулација),
- 7) остале комбинације основних сценарија и значајних познатих, али и непредвиђених (критичних) догађаја у мрежи.

Прва четири планска сценарија су базирана на историјским подацима. Плански сценарији који предвиђају истовремену појаву максимума потрошње и минимума



производње, односно минимума потрошње и максимума производње, представљају екстремне режиме рада мреже чија вјероватноћа појаве зависи од локалних услова. Вјероватноћа истовремене појаве екстрема потрошње и производње обично је врло ниска и може се одредити за сваки случај појединачно.

У условима повећаног присуства дистрибуираних ресурса, конвенционални плански сценарији требају бити допуњени симулацијама које одражавају актуелне или претпостављене (са одговарајућом вјероватноћом) режиме рада дистрибуираних генератора у условима појаве максимума и минимума потрошње у посматраном дијелу мреже. Анализа може да обухвати и утицај текуће (или будуће) флексибилности потрошње/мјера за управљање потрошњом.

Познати догађаји су нпр. посебни датуми (вјерски или државни празници, велики јавни догађаји и сл.), када се током читавог дана или у периоду дана јављају велике осцилације у потрошњи електричне енергије, било у читавом дистрибутивном систему или у неком његовом дијелу.

Критичним догађајем сматра се испад елемента дистрибутивне мреже, испад дистрибуираног генератора или испад уређаја за складиштење електричне енергије који има пресудан утицај на сигурност снабдијевања на датом подручју мреже.

• *Планирање потрошње*

Дугорочно посматрано, ниво потрошње електричне енергије генерално зависи од економских, демографских и климатских фактора, те технолошког развоја посматраног подручја. Стандардни методи планирања засновани су на примјени историјских података о потрошњи, регистрованим трендовима потрошње и сценаријима развоја дефинисаним у зависности од претпостављеног утицаја претходно наведених фактора.

Посматрано са аспекта понашања корисника система, развој потрошње у наредном периоду значајно ће зависити од примјене енергетски ефикасних уређаја у домаћинствима, јавном сектору и привреди, те од електрификације сектора гријања и хлађења простора и сектора транспорта. Додатно, као посљедица повећане концентрације становништва у већим урбаним центрима, очекује се израженија неравномјерност у развоју локалне потрошње електричне енергије, уз стагнацију или чак смањење потрошње у одређеним подручјима.

Имајући у виду повећање броја промјенљивих од којих зависи развој потрошње електричне енергије, потребно је да се у Плану развоја, поред статистичких метода заснованих на потрошњи оствареној у претходном периоду, обухватају и тзв. „bottom-up“ анализу која би се вршила за дијелове дистрибутивне мреже у којима је посебно изражен утицај једног или више фактора који обухватају:

- планове индустријског развоја,
- трендове у грађевинарству,
- локалне демографске промјене,
- електрификацију сектора гријања и хлађења простора,
- електрификацију сектора транспорта,
- примјену енергетски ефикасних уређаја у домаћинствима, јавном сектору и привреди, или
- текућу (или будућу) флексибилност потрошње/мјере управљања потрошњом.



- *Планирање дистрибуиране производње*

У условима дерегулисаног тржишта електричне енергије, ОДС располаже ограниченим подацима о локацији и времену изградње нових дистрибуираних генератора, све до момента подношења захтјева за издавање електроенергетске сагласности и закључења уговора о прикључењу. Истовремено, ОДС има обавезу да у разумном року омогући прикључење свим подносиоцима захтјева примјеном недискриминишућих правила приступа треће стране дистрибутивної мрежи, уколико постоји техничка могућност за прикључење на дистрибутивну мрежу. У складу са Законом о електричној енергији (Сл. гласник број: - 68/2020), ОДС може одбити приступ мрежи због ограничених капацитета, погонских сметњи или преоптерећености система и због угрожености рада система.

Обзиром да изградња нових дистрибуираних генератора има стохастички карактер, дугорочно планирање и развој дистрибутивне мреже су отежани услјед непоузданости и непредвидивости развоја дистрибуираних генератора, што може за резултат имати кашњење у стварању услова у дистрибутивної мрежи за прикључење дистрибуираних генератора у прописаним роковима.

Примјена конвенционалних детерминистичких метода планирања развоја мреже може бити отежана или пак може да изискује високе трошкове стварања услова за прикључење дистрибуираних генератора у ситуацији када се димензионасање елемената мреже врши према захтјевима дистрибуираних генератора (ситуација када локална производња премашује локалну потрошњу) или када локална производња дистрибуираних генератора доводи до трајног смањења максималног оптерећења посматрано са стране преносне мреже. Конвенционални детерминистички метод планирања развоја мреже захтијева да сва ограничења у планирању (термичко оптерећење елемената мреже, одступање напона, струје кратких спојева, поузданост) морају бити задовољена са 100% вјероватноћом у свим планским сценаријима, укључујући и сценариј са максималном неједновременом излазном снагом свих дистрибуираних генератора.

Алтернативно, могу се примјењивати тзв. стохастички методи планирања развоја мреже, који узимају у обзир вјероватноћу појаве критичног догађаја у мрежи (потрошња, једновремена производња дистрибуираних генератора, испади и планско одржавање елемената дистрибутивне мреже), те допуштају привремено нарушавање техничких ограничења у раду система (допуштено струјно оптерећење дистрибутивних водова и трансформатора, допуштена одступања напона према BAS EN 50160).

Поред тога, са циљем унапређења транспарентности процеса прикључења дистрибуираних генератора на дистрибутивну мрежу, препорука је да се у плану развоја дистрибутивне мреже прорачуна расположивост капацитета прикључења дистрибуираних генератора („DG hosting capacity“), за чворове у дијеловима дистрибутивне мреже у којима је већ повећано присуство дистрибуираних генератора или у ситуацији када је прикључни капацитет ограничен услјед ниског нивоа снаге трополног кратког споја. Распоживи капацитет за прикључење се утврђује на основу оцјене утицаја претходно прикључених дистрибуираних генератора на одступање напона у посматраном чвору, као и утицаја новог



дистрибуираног генератора на напоне у посматраном и сусједним чворовима мреже, примјеном детерминистичких или стохастичких метода планирања. Поред одступања напона, за оцјену расположивог капацитета мреже могу се узети у обзир и ограничења везана за допуштено термичко оптерећење елемената мреже.

Такође, приликом планирања прикључења електрана које користе обновљиве изворе, инсталисане снаге веће од 10,8 kVA, потребно је да се, у сарадњи са локалним заједницама, дефинишу потенцијалне локације за прикључење поменутих електрана, са анализом слободних капацитета дистрибутивне мреже на тим локацијама, као и повратни утицај поменутих електрана на мрежу, у смислу квалитета електричне енергије. Приликом планирања прикључења електрана које користе обновљиве изворе на одређеној предметној локацији, укупна инсталисана снага свих електрана на тој локацији (укључујући и нове електране које требају да буду прикључене) не би требала да пређе 80% просјечног максималног вршног оптерећења (измјереног у претходна 24 мјесеца) у напојним трафостаницама са којих се напаја подручје/општина на којем се налази та предметна локација.



3. ТЕХНИЧКИ ОПИС И КАРАКТЕРИСТИКЕ ПОСТОЈЕЋЕ ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ

3.1. Технички подаци о СН и НН мрежи

Дјелатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом у ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале се обавља у оквиру седам теренских јединица (ТЈ) и пет физичких локација (ФЛ) и то:

1. ТЈ Источно Ново Сарајево;
2. ТЈ Пале;
3. ТЈ Соколац;
4. ТЈ Рогатица;
5. ТЈ Вишеград;
6. ТЈ Трново;
7. ТЈ Фоча;
8. ФЛ Источни Стари Град;
9. ФЛ Ново Горажде;
10. ФЛ Рудо;
11. ФЛ Калиновик;
12. ФЛ Чајниче.

Табела 4. Основни технички подаци о дистрибутивној мрежи (на дан 31.12.2023.)

Површина дистрибутивног подручја	5215 km ²
Број обрачунских мјерних мјеста	71 425
Дужина електродистрибутивне мреже	6.668 km
Број трафостаница у надлежности ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	1.350
Инсталисана снага ТС	578,56 MVA
Број дистрибуираних извора прикључених на електродистрибутивну мрежу	63
Прикључна снага дистрибуираних извора прикључених на електродистрибутивну мрежу	48 MW
Укупна предата електрична енергија у дистрибутивну мрежу из електрана	162 GWh
Испоручена електрична енергија купцима	352 GWh
Губици у 2023. години	8,46 %



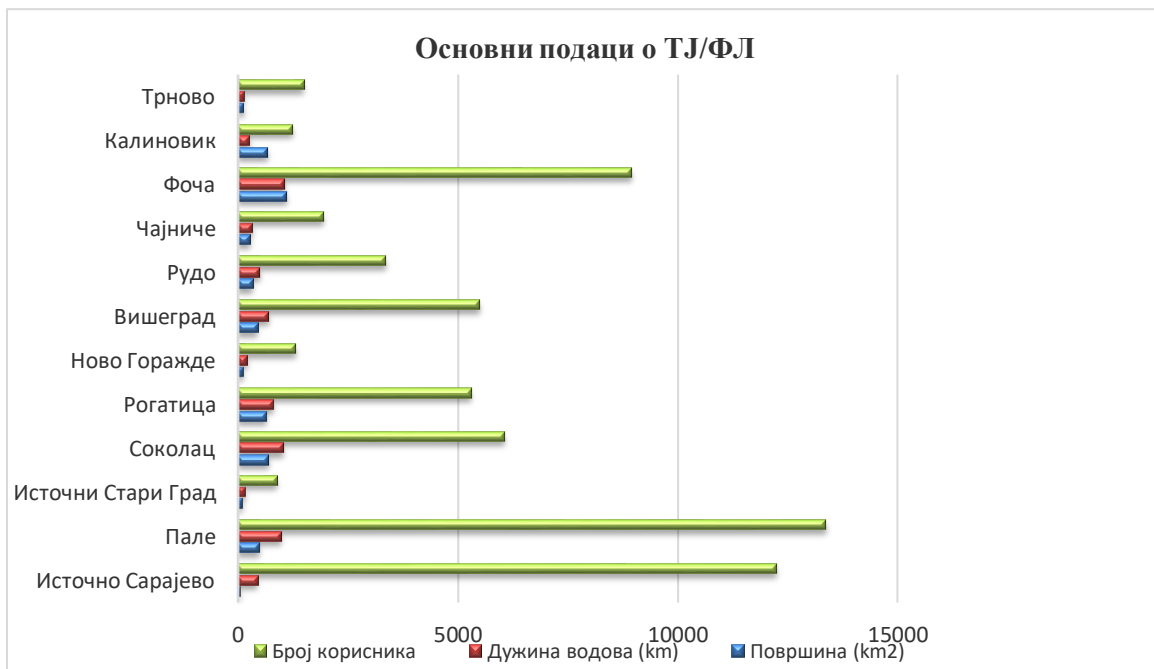
Укупна дужина дистрибутивне мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале износи 6.668 km. Већи дио мреже чине надземни водови и то 6.112 km (91,7%), док се подземни водови простиру у дужини од 555 km (8,3%).

Табела 5. Основни технички подаци по ТЈ/ФЛ

Теренска јединица/ Физичка локација	Површина (km ²)	Дужина водова (km)	Број ТС	Број корисника
Источно Сарајево	59	447,27	173	18.804
Пале	492	988,92	214	13.544
Источни Стари Град	105	165,81	36	924
Соколац	700	1.039,89	164	6.557
Рогатица	645	802,47	151	5.863
Ново Горажде	123	214,95	39	1.480
Вишеград	448	701,85	137	5.933
Рудо	344	509,21	83	3.522
Чајниче	275	322,96	50	9.933
Фоча	1115	1.067,96	229	2.104
Калиновик	681	263,28	42	1.612
Трново	138	142,98	32	1149

На основу приказаних података може се закључити да ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале управља великом мрежом која је разуђена. Наиме највећа концентрација корисника је у ТЈ Пале, ТЈ Источно Сарајево, ТЈ Фоча и ТЈ Соколац, док преостале ТЈ/ФЛ имају релативно дугу мрежу која напаја мали број корисника.

Слика 1. ТЈ/ФЛ по броју корисника, дужини мреже и површини





Табела 6. Дужина мреже по напонском нивоу и типу мреже по ТЈ/ФЛ

ТЈ(ФЛ)/ Напонски ниво	35 kV		10(20) kV		0,4 kV		Укупно	
	Надземн и (km)	Подземни (km)	Надземни (km)	Подземни (km)	Надземни (km)	Подземни (km)	Надземни (km)	Подземни (km)
ИсточноН. Сарајево	16,20	3,71	49,686	51,61213	258,154	67,9045	324,04	123,23
Пале	96,95	9,48	137,707	48,825	625,464	70,495	860,12	128,80
Источни С. Град	2,34	0,00	54,851	4,084	101,582	2,957	158,77	7,04
Соколац	12,77	2,48	210,612	18,56733	775,855	19,601	999,24	40,64
Рогатица	32,65	1,48	148,8668	22,977	573,6785	22,819	755,20	47,27
Ново Горажде	0,17	0,00	44,323	8,816	155,993	5,644	200,49	14,46
Вишеград	8,17	0,58	133,4989	18,481	489,5882	51,532	631,26	70,59
Рудо	7,59	0,00	108,6445	9,206	380,6885	3,079	496,93	12,29
Чајниче	0,00	0,00	74,1	3,878	240,82	4,161	314,92	8,04
Фоча	36,55	0,50	265,266	29,41467	682,932	53,3	984,75	83,21
Калиновик	24,82	0,00	80,029	0,946	155,3075	2,172	260,16	3,12
Трново	0,00	9,27	26,8552	4,837	99,4706	2,546	126,33	16,65
Укупно	238	27	1.334	222	4.540	306	6.112	555
	266		1.556		4.846		6.668	

Табела 7. Број и инсталисана снага ТС СН/СН kV и ТС СН/НН kV на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

Дистрибутивно подручје	ТС 35/10(20) kV		ТС 35/0,4 kV		ТС 10(20)/0,4 kV		ТС 6/0,4 kV		Укупно	
	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)
ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	19	89,8	19	3,2	1295	389,29	4	12,14	1337	494,43

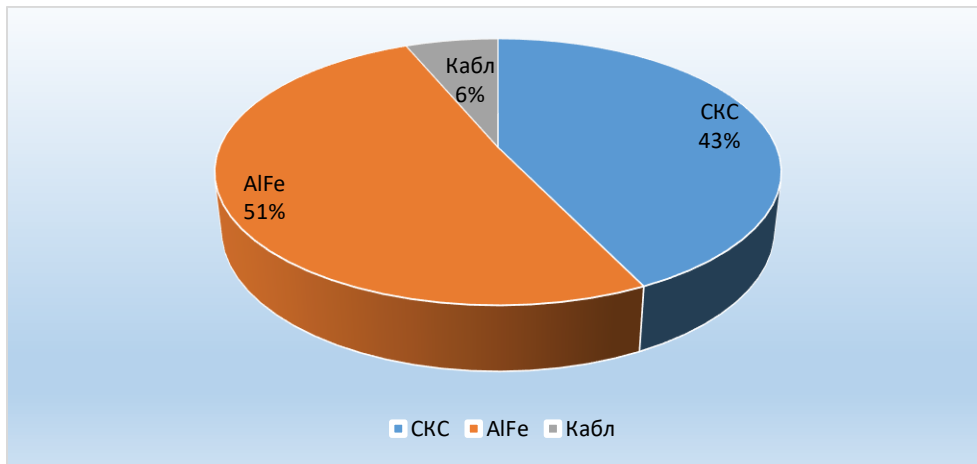
Укупна дужина нисконапонске мреже са прикључцима износи 4846 km, од чега надземне мреже 4540 km, а подземне кабловске 306 km.

Табела 8. Структура водова нисконапонске мреже

Врста проводника	Дужина (km)	Удио (%)
Самоносиви кабловски сноп	2.075	43%
Неизоловани проводник	2.465	51%
Укупно надземни водови	4.540	94%
Подземни каблови	306	6%
Укупно	4.846	100%



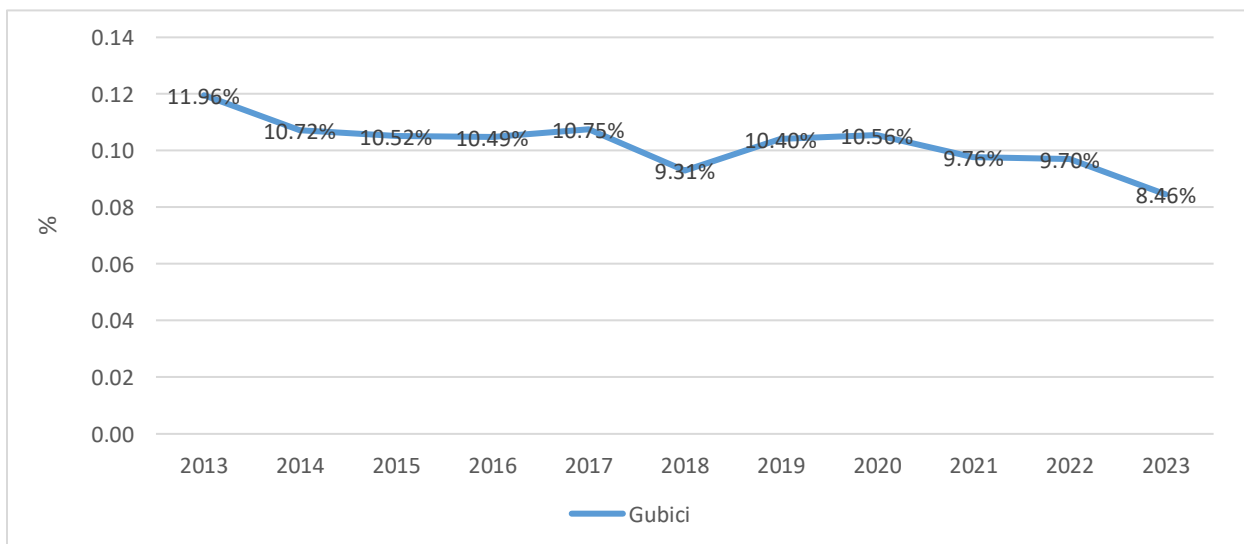
Слика 2. Структура водова нисконапонске мреже



3.2. Мјерна мјеста и губици у дистрибутивној мрежи

Преко дистрибутивне мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале се напаја око 71 425 мјерних мјеста, чија је укупна потрошња у 2023. години износила око 352 GWh. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 491 GWh, при чему је укупан ниво губитака износио 41 GWh, односно 8,46%. Губици електричне енергије у дистрибутивној мрежи су сразмјерни разлици енергије која је ушла у дистрибутивни систем (из преносне мреже, сусједних дистрибутивних мрежа и електрана прикључених на дистрибутивну мрежу) и укупне испоручене енергије купцима и сусједним дистрибутивним системима.

Слика 3. Губици електричне енергије у периоду 2013-2023. године





Анализом података може се закључити да је у првих 5 година анализираног периода забиљежен евидентан тренд смањења губитака електричне енергије у односу на почетну 2013. годину. Вишегодишњи тренд смањења губитака прекинут је у 2018. години. Појавом пандемије COVID-19 дошло је до промјена у структури потрошње што се одразило на повећање губитака у дистрибутивној мрежи (рад од куће, смањен рад индустрије и слично).

У Табели 9 су приказани подаци о преузетој, испорученој енергији и губицима по ТЈ/ФЛ за 31.12.2023.

Табела 9. Подаци о преузетој, испорученој енергији и губицима по ТЈ/ФЛ

РБ	Теренска јединица/ Физичка локација	Преузета електрична енергија на дистрибутивном нивоу*	Испоручена електрична енергија другим системима и у преносну мрежу**	Испоручена електрична енергија корисницима система						ГУБИЦИ (3-4-10)	ГУБИЦИ (11/3)x100
				35 kV	10 kV	0.4 kV			УКУПНО (5+6+7+8+9)		
						Остала потрошња	Јавна расвјета	Домаћинства			
		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	И. Н. Сарајево	149.783.155	39.656.611	193.239	16.139.773	25.339.133	1.289.732	57.202.567	100.164.444	9.961.378	6,65
2	Пале	94.875.306	470.124	0	15.518.208	22.451.105	1.604.632	43.358.798	82.932.743	11.472.439	12,09
3	И. С. Град	6.594.800	0	0	2.885.280	893.769	274.834	1.898.270	5.952.153	642.647	9,74
4	Соколац	41.403.751	0	0	8.559.992	10.609.635	496.202	16.785.960	36.451.789	4.951.962	11,96
5	Рогатица	50.605.157	25.512.934	31.189	5.255.731	5.003.091	373.393	12.273.047	22.936.451	2.155.772	4,26
6	Вишеград	28.343.551	3.890	0	4.133.435	6.915.846	1.478.231	13.934.463	26.461.975	1.877.686	6,62
7	Рудо	11.763.988	657.892	0	408.899	1.813.955	104.171	7.322.685	9.649.710	1.456.385	12,38
8	Фоча	75.352.929	22.620.760	1.345.794	6.372.394	12.506.977	646.735	24.992.341	45.864.241	6.867.928	9,11
9	Трново	4.722.659	49.284	8.654	130.372	1.146.988	168.854	2.760.624	4.215.492	458.605	9,70
10	Калиновик	6.530.525	0	2.380.074	85.893	1.327.869	93.363	1.997.419	5.884.618	645.907	9,89
11	Н. Горажде	13.136.170	8.430.607	0	911.274	714.181	203.946	2.565.591	4.394.992	310.571	2,36
12	Чајниче	8.248.703	0	0	941.251	2.082.975	64.577	4.400.796	7.489.599	759.104	9,20
	УКУПНО	491.360.694	97.402.103	3.958.950	61.342.502	90.805.524	6.798.670	189.492.561	352.398.207	41.560.383	8,46

* Овај појам обухвата: преузету електричну енергију из преносне мреже (без преузимања на 110 kV напонском нивоу), затим преузету електричну енергију из малих електрана на дистрибутивном нивоу, преузету електричну енергију са мреже сусједних електропривреда (ЕПС и ЦГЕС), те преузету електричну енергију са мреже сусједних електродистрибутивних предузећа у оквиру ЕРС-а (Електро-Херцеговина и Електро-Бијељина)

** Овај појам обухвата: Испоручену електричну енергију у преносну мрежу (електрична енергија која се из обновљивих извора врати у преносну мрежу), затим испоручену електричну енергију у мрежу сусједних електропривреда, те преузету електричну енергију у мрежу сусједних електродистрибутивних предузећа у оквиру ЕРС-а.

У Табели 10 приказан је преглед броја активних мјерних мјеста на дан 31.12.2023. године и расподјела према снабдјевачима, категоријама потрошње, те напонском нивоу.



Табела 10. Преглед броја активних мјерних мјеста

XII 2023.		I	II	Укупно	
I. Високи напон	I1. 35 kV	11		11	
	I2. 10 kV	151		151	
I		162	0	162	
II. Ниски напон	II.1. Остала потрошња на ниском напону	ТГ1	267	87	354
		ТГ 2	1.440	3.427	4.867
		ТГ 3	275	131	406
		ТГ 6	53	219	272
		ТГ 7	2	18	20
		Јавна расвјета	455		455
	II.2. Остала по цијени домаћинства	ТГ 1			0
		ТГ 2			0
	II.1. + II.2.		2.492	3.882	6.374
	II.3. Домаћинства	II.3.1. ТГ 1		54.405	54.405
II.3.2. ТГ 2			10.484	10.484	
II.3.1. + II.3.2.		0	64.889	64.889	
II		2.492	68.771	71.263	
УКУПНО, I + II		2.654	68.771	71.425	
НАПОМЕНА:					
I - Дирекција за тржишно снабдијевање					
II - Дирекција за јавно снабдијевање					

Табела 11. Број и структура обрачунских мјерних мјеста по типу бројила

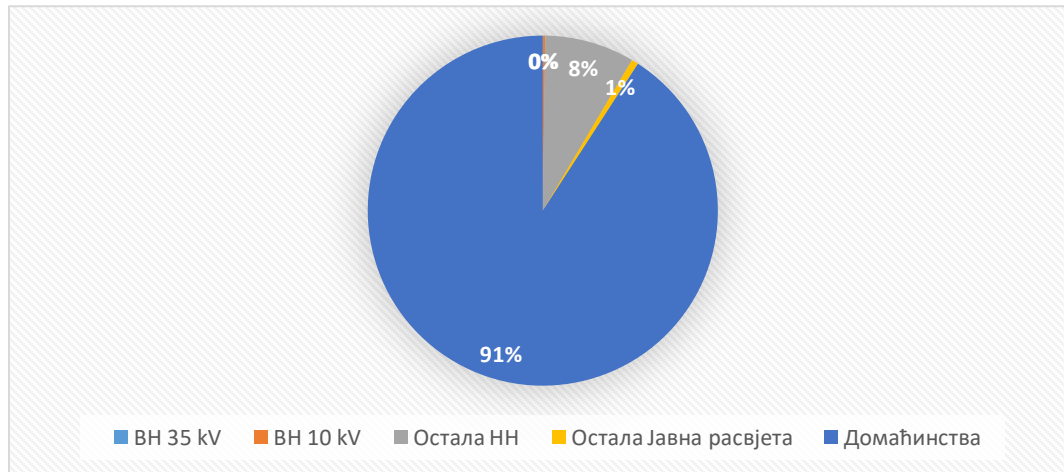
Категорија крајњих купаца	Број ОММ	Напредна бројила у систему даљинског читања	Напредна бројила која нису у систему даљинског читања	Електронска бројила која нису напредна	Остала индукционабројила електричне енергије
Укупно СН	162	59		103	
НН остала потрошња	5919	104	103	5481	231
НН јавна расвјета	455	5040	19	318	118
НН домаћинства	64889	5040	4817	21439	33593
УКУПНО	71425	5203	4939	27341	33942

Већина обрачунских мјерних мјеста, њих око 91 %, односи се на технички једноставнија обрачунска мјерна мјеста купаца категорије домаћинства.

На дан 31.12.2023. године, у систем даљинског читања укључено је 7.2 % ОММ-а.



Слика 4. Удио категорија обрачунских мјерних мјеста



3.3. Континуитет испоруке електричне енергије

ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале обавезно води евиденцију свих прекида испоруке електричне енергије, системски врши мјерење квалитета напона, те води прецизне евиденције показатеља квалитета услуга из домена дјелатности дистрибуције електричне енергије. Према Општим условима за испоруку и снабдијевање електричном енергијом и Правилником о регулацији квалитета снабдијевања електричном енергијом, које је донијела Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске (РЕРС), дистрибутер је дужан обезбиједити квалитет снабдијевања електричном енергијом, што подразумева испуњење стандарда и критеријума који се односе на континуитет у испоруци електричне енергије, квалитет напона у дистрибутивном систему и комерцијални квалитет.

Праћењем параметара континуитета (SAIFI, MAIFI, SAIDI) карактерише се континуитет испоруке ел. енергије. У наставку је дат осврт на 2023. годину у погледу континуитета напајања:

Табела 12. Дуготрајни непланирани прекиди (укупно вријеме трајања прекида испоруке (час:минут / крајњем купцу) и број непланираних прекида испоруке)

а) Укупно вријеме трајања прекида испоруке (час:минут / крајњем купцу)				
Градско подручје	Пренос	Средњи напон	Ниски напон	Укупно
Околност која искључују одговорност ОДС-а	00:00	00:41	00:03	00:44
Одговорност ОДС-а	00:00	00:08	00:00	00:09
Укупно	00:00	00:49	00:04	00:53
Сеоско подручје	Пренос	Средњи напон	Ниски напон	Укупно



Околност која искључују одговорност ОДС-а	00:00	16:25	06:27	22:53
Одговорност ОДС-а	00:00	06:26	01:21	07:47
Укупно	00:00	22:51	07:48	30:40:00
Укупно дистрибутивно подручје	Пренос	Средњи напон	Ниски напон	Укупно
Околност која искључују одговорност ОДС-а	00:00	05:23	01:58	07:21
Одговорност ОДС-а	00:00	02:01	00:24	02:25
Укупно	00:00	07:24	02:22	09:47
б) Број непланираних прекида испоруке				
Градско подручје	Пренос	Средњи напон	Ниски напон	Укупно
Околност која искључују одговорност ОДС-а	0	0,57	0,03	0,6
Одговорност ОДС-а	0	0,1	0	0,11
Укупно	0	0,67	0,03	0,71
Сеоско подручје	Пренос	Средњи напон	Ниски напон	Укупно
Околност која искључују одговорност ОДС-а	0	5,12	0,96	6,08
Одговорност ОДС-а	0	2,13	0,15	2,28
Укупно	0	7,25	1,1	8,36
Укупно дистрибутивно подручје	Пренос	Средњи напон	Ниски напон	Укупно
Околност која искључују одговорност ОДС-а	0	1,93	0,31	2,24
Одговорност ОДС-а	0	0,71	0,05	0,76
Укупно	0	2,64	0,35	2,99

Табела 13. Краткотрајни прекиди (укупно вријеме трајања прекида испоруке (час:минут / крајњем купцу) и број непланираних прекида испоруке)

Број непланираних прекида испоруке	Пренос	Средњи напон	Ниски напон	Укупно
Градско подручје	0	0,06	0	0,06
Сеоско подручје	0	0,16	0	0,16
Укупно	0	0,09	0	0,09



Табела 14. Краткотрајни прекиди (укупно вријеме трајања прекида испоруке (час:минут / крајњем купцу) и број непланираних прекида испоруке)

Укупно вријеме трајања прекида испоруке (час:минут / крајњем купцу)				
Укупно вријеме трајања	Пренос	Средњи напон	Ниски напон	Укупно
Градско подручје	00:06	02:11	00:00	02:18
Сеоско подручје	00:09	10:14	00:00	10:23
Укупно	00:07	04:35	00:00	04:43
Број планираних прекида				
Број планираних прекида	Пренос	Средњи напон	Ниски напон	Укупно
Градско подручје	0,06	1,31	0	1,37
Сеоско подручје	0,09	3,65	0	3,74
Укупно	0,07	2,01	0	2,08

Из приложених табела се види да је SAIFI у 2023. години за градско подручје 0.71 док је засеоско 8.36, а SAIDI за градско подручје 0:53 односно 30:40 за сеоско подручје.

Из добијених резултата се закључује да је стање електродистрибутивне мреже, као и брзинао тклањања узрока који су довели до прекида испоруке електричне енергије у градским зонама које су надлежност ЕД Пале на завидном нивоу.

Важно је напоменути да су у 2023. години временске прилике биле лоше са доста грмљавинских дана и доста дана са олујним вјетровима и да је то утицало да овај показатељ буде значајно увећан.

Квалитет напона напајања је један од најзначајнијих параметара квалитета снабдијевања и његова провјера се врши одговарајућим мјерењима на примопредајном мјесту, као и у појединим тачкама дистрибутивне мреже. Редовна (планска) мјерења се врше у континуитету, а могу се вршити периодично по потреби или на захтјев корисника мреже, Регулаторне комисије за енергетику Републике Српске, Дирекције за послове ОДС-а и Електроенергетског инспектора.

ОДС “Електродистрибуција“ а.д. Пале је као један од својих основних циљева у пословању дефинисала обавезу сталног унапређивања квалитета напона свих корисника мреже. Зацртани циљ се остварује кроз праћење и вођење евиденција и база података о индикаторима квалитета напона. Мјерење учинка на побољшању квалитета снабдијевања се врши праћењем показатеља квалитета снабдијевања испоруке ел. енергије након



примјене предложених мјера у случајевима гдје се претходно утврдила неправилност и присупило отклањању детектованог проблема. Комерцијални квалитет представља тачност мјерења и поузданост обрачуна као и тачност испостављених фактура купцима за утрошену електричну енергију. Да би се оцјењивао квалитет комерцијалне услуге о испитивању и контоли мјерних уређаја, као карактеристични подаци прате се подаци о броју поднесених захтјева за провјеру исправности мјерних уређаја код крајњих купаца, броју извршених провјера исправности, броју утврђених неисправности, те средње вријеме извршене контроле исправности мјерног уређаја по захтјеву купца. Искључење са електродистрибутивне мреже крајњег корисника дистрибутер врши у складу са Оштим условима.

Ови показатељи су један од главних параметара за рангирање приоритета приликом планирања инвестиционог улагања. Значајније инвестиције које су реализоване (или су у току реализације) ради побољшања континуитета испоруке електричне енергије су:

- Реконструкција 10(20) kV вода Челебићи;
- Реконструкција 10(20) kV вода Заваит;
- Реконструкција 10(20) kV вода Требевић;
- Реконструкција 10(20) kV вода Врхпрача;
- Реконструкција 10(20) kV вода kV Тјентиште;
- Реконструкција 10(20) kV вода kV Каљина;
- Реконструкција 35 kV вода kV Рогатица-Вишеград.

3.4. Дистрибуирана производња

На електроенергетску мрежу коју покрива ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале (на дан 31.12.2023.) прикључено је 15 малих хидроелектрана (МХЕ) и 48 соларних електрана мале снаге (МСЕ).

Табела 15. Број и инсталисана снага електрана прикључених на дистрибутивни систем

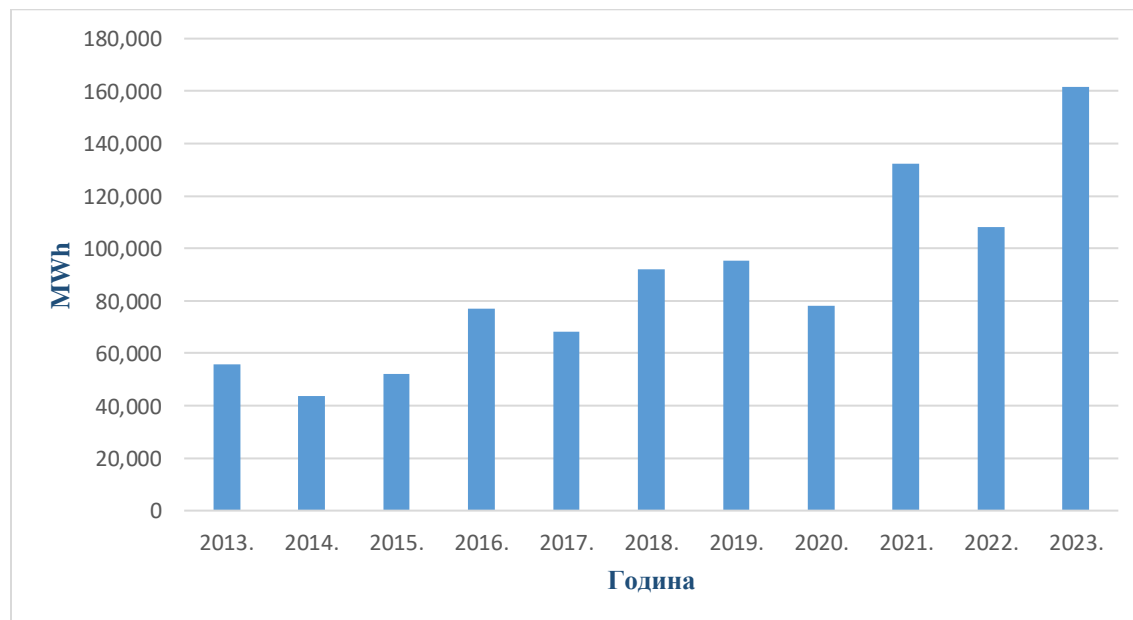
Дистрибутивно подручје	МХЕ		МСЕ	
	Број	Инсталисана снага (kW)	Број	Инсталисана снага (kW)
ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	15	39.710	48	7.657,56



Табела 16. Број и инсталисана снага електрана по ТЈ/ФЛ

Теренска јединица/ Физичка локација	Број МХЕ	Број МСЕ	Инсталисана снага производних објекта [kW]
Источно Ново Сарајево	1	4	1639,05
Пале		11	1627,67
Фоча	4	2	11320,08
Рогатица	1	10	6732,86
Трново	2	2	11214
Соколац		11	2032,96
Вишеград	1		950
Рудо	1	3	611,5
Калиновик	2		5380
Ново Горажде	1	2	3235,2
Источни Стари Град	1	1	2273,6
Чајниче	1	1	350,64
Укупно	15	47	47367,56

Слика 5. Укупна производња електричне енергије из дистрибуираних извора у периоду 2013-2023. године



Произведена електрична енергија из дистрибуираних извора се за последњих десет година значајно повећала. Два су основна разлога за то: повећање броја прикључених извора, као и добре метеоролошке прилике (велики број сунчаних дана и добре хидролошке прилике) које су омогућиле већу производњу електричне енергије. Ово за посљедицу има



евакуацију произведене енергије у преносну мрежу.

3.5. SCADA/DMS/OMS

Имплементација пројекта SCADA/DMS/OMS система у дистрибутивним предузећима Електропривреде РС, са становишта извођача „Siemens“ Беч и „Siemens“ Београд, је завршена.

У складу са Уговором на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале измоделована је комплетна мрежа са пресеком стања у 2014. години, а константно се врше ажурирања на тренутна стања електроенергетске мреже.

Веза између диспечерског центра ОДС ЗП „Електродистрибуција“ а.д. Пале и Сервер центра који се налази у просторијама матичног предузећа у Требињу се остварила оптичком мрежом компаније Електропренос БиХ, а капацитетом који нам пружа предузеће НОС БиХ. У Дирекцији ОДС ЗП „Електродистрибуција“ а.д. Пале је уграђен централни рутер за GSM комуникацију са TS 35/10 kV.

Пресеком стања урађеног на пројекту SCADA/DMS/OMS система, прецизније на моделу електроенергетског система који покрива ОДС ЗП „Електродистрибуција“ а.д. Пале евидентно је да је комплетна средњенапонска мрежа унешена у базу система и успјешно импортована на систем. Када је ријеч о цртању једнополних шема ТС 110/x kV и 35/10 kV и њиховом моделу, једнополне шеме ТС 110/x kV и ТС 35/10 kV су у потпуности нацртане. Имплементирана је аутоматизација и повезивање у SCADA систем TS 35/10 kV: Јахорина, Војковићи, Коран, Будимлије (Фоча) и Соколац, који се надзиру и којима се управља из диспечерског центра Електродистрибуције Пале. До краја 2024. године планирано је да се изврши аутоматизација и повезивање у SCADA систем ТС 35/10 kV Трново и Богатићи.

3.6. Комуникациони системи, ИТ опрема и компјутеризација пословних процеса и сајбер безбједност

Сервер сала у ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале је у садашњем облику имплементирана 2008. године и за њу није инсталисан алтернативни извор напајања тј. агрегат који користи неко од доступних горива.

Сви сервери у информационом систему предузећа хардверски су смјештени на хостове за виртуелизацију гдје се „Vmware“ виртуелне машине хостују на дијеленом „storage“ серверу који је набављен још 2018. године. Од 2018. године на хостове и „storage“ сервер инсталирани су додатни број сервера (сервер за „ticketing“, апликациони сервер, сервер за читања, документ сервер, „ftp“ сервер, два додатна „Kaspersky“ сервера итд.), а у 2024. години треба да се инсталирају и сервери за надзор SCADA телекомуникација.

ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале има велики број рачунара којима је истекао животни вијек, тако да се сваке године планира набавка нове рачунарске опреме која ће да замијени застарјелу.

WAN рачунарска мрежа у ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале је првобитно имплементирана још 2008. године. У периоду од 2019. до 2023. године је извршена набавка



и инсталација нових рутера на свим локацијама у предузећу. Архитектура ове мреже је традиционална гдје се ИТ систем састоји од централизованих сервиса те се комуникација (WAN) своди на повезивање корисника на удаљеним локацијама с централном локацијом.

Комуникациони систем ОДС-а представља кључну компоненту у обављању дјелатности дистрибуције електричне енергије и као такав добија значајну пажњу из контекста развоја и изградње, одржавања, коришћења и сајбер сигурности.

Због тога је у ранијем периоду набављено рјешење које има задатак да ради мониторинг комуникација на мрежном нивоу и проактивно открива покушаје компромитовања система ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале кроз напредне нападе, “zero-day” нападе, покушаје искоришћавања потенцијалних рањивости на инсталираним апликацијама и оперативним системима. Ово рјешење, кроз апликацију алгоритама машинског учења, што је стандард у овој области, и интегралном анализом података са рачунара, емаил-а и из мреже пружа највиши ниво заштите.

У документу „План опоравка од хаварије информационог система ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале“ између осталог је наведено да је циљ овог плана потпуни опоравак ИТ инфраструктуре и ИТ услуга унутар циљаног времена опоравка. Да би се ово постигло, обезбијеђена је резервна локација за опоравак од хаварије која подразумијева опрему и везе потребне за несметан наставак рада унутар циљаног времена опоравка. На резервној локацији тренутно је набављена опрема за бекап података. Овом набавком је предвиђено занављање ове опреме као и набавка потребних линкова за несметан наставак рада на резервној локацији у случају хаварије. Овај недостатак и његово исправљање је наведено и у Интегралном акционом плану Електропривреде за отклањање утврђених недостатака у ревизорском извјештају „Grant Thornton“ д.о.о. Бања Лука за 2021. годину, па смо и тиме обавезни да обезбиједимо све што је потребно за ову локацију.



4. АНАЛИЗА ПОСТОЈЕЋЕГ СТАЊА ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ

4.1. Основне поставке методологије и критеријуми за анализу функционисања и планирање развоја електродистрибутивне мреже

Први дио овог поглавља посвећен је дефинисању техничких ограничења која је потребно да испуни сваки план развоја дистрибутивне мреже. У њему се даје јасна разрада свих аспеката који доводе до формирања одређених техничких критеријума којима се обликована дистрибутивна мрежа повинује.

4.1.1. Техничка ограничења у раду дистрибутивне мреже

Техничка ограничења која сваки електродистрибутивни систем мора да задовољи произилазе из захтјева да се купцима мора обезбиједити квалитетно напајање електричном енергијом, при чему тај квалитет подразумјева напајање купаца напоном у одређеним границама и одређену сигурност напајања купаца, која би требало да подразумјева или дозвољени период без напајања купаца током године и дозвољени број прекида напајања или (и) одређене суме новца које би дистрибутивно предузеће требало да исплати купцу у случају да се угрозе унапријед договорени услови преузимања електричне енергије. При томе елементи мреже морају да буду оптерећени у унапријед дефинисаним границама да не би дошло до њиховог прекомјерног загријавања које може да проузрокује убрзано старење или квар.

- *Термичке границе оптерећења појединих елемената мреже*

Основно ограничење које је потребно поштовати при планирању и експлоатацији електродистрибутивне мреже је термичка граница оптерећења појединих елемената мреже. Произвођачи водова и трансформатора најчешће дефинишу називне вриједности струја (и снага) као максималну вриједност до које се елемент може оптерећивати при дефинисаним временским условима (температура, влажност, вјетар итд.), а да то не доведе до недозвољено високих температура које могу да изазову убрзано старење елемента или, чак, кварове на њему. При планирању мреже ово је основни технички критеријум рада мреже, при чему у нормалном раду, за максимални радни режим, ниједан од елемената не смије да буде оптерећен изнад назначене вриједности његове струје (јер она диктира загријавање), а вриједност максималне снаге у нормалном погону може да буде нешто изнад или испод вриједности назначене снаге елемента, зависно од напона под којим ради посматрани елемент у анализираном радном режиму.

Хаваријски рад мреже при планирању се такође анализира за максимални радни режим. Овакав радни режим се у већини случајева догађа у зимском периоду, при ниским температурама, које обезбјеђују боље услове хлађења елемената, тј. и више вриједности максимално дозвољених струја. За посебне случајеве се максимални радни режим догађа у љетном периоду (потрошња везана за туристичке центре, наводњавање, велико присуство клима уређаја итд.), када су услови хлађења погоршани и у неким случајевима могу да диктирају ниже вриједности дозвољених максималних струја од назначених. Пажња је усмјерена на дозвољено оптерећење елемената у хаваријским ситуацијама које се јављају при максималном оптерећењу, у току зиме. Посебно се разматрају трансформатори, надземни и кабловски водови, због различитих услова хлађења ових елемената.



Искуства систематизована у „Критеријумима за израду десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже“ су показала да се при температури од 0 °С и за уобичајени облик дневног дијаграма оптерећења (са периодима вишег и нижег оптерећења) енергетски трансформатори могу преоптерећивати и 30% изнад номиналне вриједности, без убрзаног старења као посљедице, у периоду вишег оптерећења. Вршна оптерећења појединих трансформатора се обично јављају у вријеме празника, или великих слава у зимском периоду (новембар, децембар, јануар), или при екстремно ниским температурама (испод - 10°С) у неком другом тренутку. Температура од 0°С (или значајно нижа) је врло вјероватна у тренутку појаве зимског максимума посматраног трансформатора.

Високе вриједности преоптерећења у зимским условима дозвољавају и надземни водови. За водове 10 - 35 kV изведене голим Al/Fe ужадима дозвољено преоптерећење у зимском периоду је 90%, док је за СКС дозвољено преоптерећење 55%. Иако ће се за потребе планирања усвојити ове вриједности дозвољеног оптерећења, њихове вриједности нису коначна ограничења могућности мреже у нормалном, а посебно хаваријским режимима. Наиме, иако преносне могућности надземних водова омогућују висока оптерећења, њихова дужина ограничава могућности оптерећења да би се имале задовољавајуће напонске прилике. С друге стране, имајући у виду и економско оправдање инвестирања у високооптерећени елемент мреже на коме се у том стању генеришу губици који значајно поскупљују функционисање мреже, као и чињенице да сигурно напајање диктира изградњу резервних водова, ријетко ће се у будућем развоју мреже доћи до ситуације да се користе преносне могућности надземних водова до усвојеног нивоа. Једино се због неразвијене мреже у постојећем стању у појединим хаваријским ситуацијама може доћи до нивоа оптерећења предвиђеног техничким препорукама и усвојеног као критеријум у студији.

Нешто неповољнија је ситуација са кабловским водовима, прије свега због релативно стабилне температуре земље на дубини гдје су водови положени, тако да се не може рачунати са овако високим процентима преоптерећења. У хаваријским ситуацијама, које се дешавају при максималним радним режимима, усваја се да се каблови 10-35 kV могу трајно преоптерећивати 10,5% ($\rho_T=1 \text{ Km/W}$, $b_k=1$, $k_{op}=1$, $\theta_T=5^\circ\text{C}$).

- *Напонска ограничења*

Што се тиче напонског критеријума са гледишта развоја дистрибутивне мреже проблем је у томе што су напонска ограничења обично дефинисана на ниском напону и што су та ограничења иста за цијелу мрежу. С друге стране, дистрибутивна подручја енергију преузимају из преносне мреже, тако да је доста ограничен њен утицај на напонске прилике при преузимању електричне енергије.

При планирању развоја дистрибутивне мреже морају се дефинисати нека напонска ограничења која чворишта СН и ВН морају да задовољавају, при чему та ограничења гарантују да ће, при свим условима преузимања енергије из преносне мреже, енергија испоручена свим купцима на ниском напону задовољавати дефинисана напонска ограничења.

С обзиром да у дистрибутивним предузећима Републике Српске напонам на прагу мреже 35, 20 и 10 kV (у ТС 110/35/10(20) kV и ТС 110/10(20) kV) управља Оператор преносног система, од значаја су усвојене доње границе напона, при чему је напон на прагу мреже, практично, улазни податак за прорачун.



Напонска ограничења која морају да испуњавају чворишта мреже у нормалном и хаваријском режиму су систематизована у наредној табели.

Табела 17. Преглед усвојених напонских ограничења за поједина чворишта у планираним мрежама

Номинални напон чворишта	Минимални напон у нормалном радном режиму	Минимални напон у хаваријском радном режиму	Максимални напон у нормалном радном режиму
35 kV	33,25	31,5	38
20 kV	19	18	21,4
10 kV	9,5	9	10,7

- Ограничење сигурности напајања потрошње

Следеће техничко ограничење коме ће бити посвећена пажња биће ограничење сигурности напајања. Генерално се може рећи да се за мреже 110 и 35 kV усваја као технички критеријум планирања принцип сигурности „n-1”. То значи да се при испаду било којег од елемената у мрежи 110 и 35 kV мора обезбиједити напајање цјелокупном конзуму преко преосталих елемената мреже, при чему се не смију угрозити напонска ограничења за постхаваријски режим, а струјна оптерећења елемената мреже не смију да пређу дефинисане вриједности. Пошто се анализирају радни режими са максималним оптерећењима, дефинисане вриједности дозвољеног оптерећења су на страни сигурности. Вјероватноћа испада елемента мреже баш у тренутку максималних оптерећења је мала, па је и у том смислу усвојени критеријум доста строг.

Најједноставнији, али често и најскупљи, начин да се обезбједи резервно напајање при испаду неког елемента мреже је да постоји њему резервни елемент истог напонског нивоа, који може да преузме пренос „испале снаге“. Ситуација је различита за надземне водове, с једне, и каблове и трансформаторе, с друге стране. Наиме, код надземних водова врло често економски прорачуни оправдавају формирање резервних веза, јер се њиховом употребом за дистрибуцију снаге у нормалном режиму смањују губици у мрежи у тој мјери да оправдавају њихову изградњу. Тако, дакле, економичан развој мреже често води формирању резервних веза у дијеловима мреже који се напајају надземном мрежом. На жалост, ова ситуација се много чешће јавља у ванградској мрежи средњег напона, гдје се критеријум сигурности „n-1“ не уводи као техничко ограничење. Цијена каблова и трансформатора (са свим пратећим трошковима) је висока, а губици на овим елементима релативно мали, тако да се никада неће наћи економско оправдање са аспекта смањења губитака за уградњу резервних елемената, чак и ако су посматрани елементи номинално оптерећени. Дакле, уградња нових елемената овог типа увијек повећава трошкове мреже (који обухватају трошкове инвестираног капитала и трошкове губитака).

Наравно, постоји и други начин да се обезбједи резерва у случају испада неког елемента мреже 110 и 35 kV: потребно је користити мрежу нижег напонског нивоа сусједних објеката, преко које се преузима угрожени конзум и растеређују прекомјерно оптерећени елементи. Нпр. у случају испада трансформатора у ТС 110/10 kV, сусједне ТС 110/10 kV (или ТС 35/10 kV), које су са угроженом ТС повезане мрежом 10 kV, могу да је



дјелимично или потпуно растерете. Ова чињеница има двојакe посљедице. Наиме, коришћење могућности повезне мреже нижег напонског нивоа дозвољава оптерећивање елемената изнад 65% њихове номиналне снаге, колико би било ограничење да за сваког од њих постоји одговарајући резервни елемент (који је такође у погону). Овај проценат се креће и до вриједности 90-95% за трансформаторе 110/X или 35/X kV у добро конципираним градским мрежама 10(20) kV. То је позитивна посљедица, јер омогућује веће искоришћење скувих елемената мреже. С друге стране, ослањање на мрежу нижег напонског нивоа значи да неки од елемената ове мреже не би требало да буду у погону и да се укључују само када се догоди хаварија. Стога, уштеда која је можда постигнута неинвестирањем у резервне елементе вишег напонског нивоа лако може бити анулирана улагањем у неискоришћене резервне елементе нижег напонског нивоа. Ово је нарочито истакнуто када се као резервна користи мрежа напонског нивоа који се у развоју дистрибутивне мреже напушта. Њена градња у тој ситуацији никада се неће исплатити, па је можда тада боље уложити новац у нове елементе перспективнијег, вишег напонског нивоа.

Поред мреже 35 и 110 kV, поштовање сигурности „n-1“ захтјева се и од мреже средњег напона 10(20) kV на градском, урбанизованом подручју. Дистрибутивна СН мрежа на урбанизованом градском подручју гради се као кабловска. У случају квара на неком од СН каблова, због велике густине оптерећења, релативно велики конзум остаје без напајања. С друге стране, проналажење и отклањање квара дуго траје, а и трошкови отклањања су високи, јер се често захтјевају скупи грађевински радови на уклапању и враћању асфалта, а ремећење нормалног живота у околини мјеста квара има далеко веће посљедице, него на ванградском подручју. Да би се угроженом конзуму што прије обезбиједило напајање, градска кабловска СН мрежа се конципира као двострано напајана.

Концепцијска рјешења мреже су различита (отворени прстенови, међуповезни водови, прамен, вретено, итд.), али се ријетко може срести чисто концепцијско рјешење у реалним примјерима дистрибутивних мрежа. Наиме, немогућност тачног предвиђања величине и распореда потрошње, понекад стихијски развој мреже, појава нових напојних тачака, и низ других околности довеле су до тога да се у већини дистрибутивних мрежа средњег напона, када се анализира градско подручје, уочава једна неправилна решеткаста структура. За одређен број испада ова конфигурација мреже захтјева велику способност диспечера да би се они ријешили, а и поред тополошког двостраног напајања, дешава се да у извјесном броју хаваријских ситуација до рјешења уопште није могуће доћи (неопходне су редукције). Иако се некада чини да неко ремећење чисте концепције доноси економску корист, најчешће је добитак кратког даха и касније уклапање положених каблова у замишљену конфигурацију мреже је немогуће. Због тога су дугорочно гледано концепцијски чиста рјешења много економичнија од *ad hoc* инвестирања у кабловску мрежу.

При планирању развоја градске кабловске мреже средњег напона, у обликовању мреже ће се од постојеће „решетке“ тежити испуњењу усвојених концепција (прије свега отворених прстенова и међуповезних водова), али не по цијену преинвестирања у мрежу. Нови прстенови или средњенапонске везе међу сусједним ТС ВН/СН kV образоваће се тек онда када постојећа рјешења не буду могла да испуне пред њих постављене захтјеве сигурности. У оквиру стратешког плана развоја немогуће је предвидјети микролокације будућих ТС X/0,4 kV на градском подручју. Прогнозом је предвиђен пораст потрошње по постојећим ТС X/0,4 kV, а будуће ТС X/0,4 kV потребно је прикључивати на формиране



кабловске прстенове или међуповезне водове средњег напона да би им се обезбиједило сигурно напајање, при чему треба водити рачуна о нивоу оптерећења тих прстенова или међуповезних водова да би се задржала њихова функционалност за сваку од ТС X/0,4 kV која се преко њих напаја.

Рјешење мреже у свакој варијанти развоја мора се тестирати у смислу сигурности напајања кабловске СН мреже. Обично су критични испади почетних дионица и за те ситуације је довољно потражити могуће рјешење резервног напајања угрожене потрошње. У документу неће се описивати постхаваријске диспечерске акције, осим у неким посебно тешким ситуацијама.

Поред значајне улоге у обезбјеђењу двостраног напајања урбаним ТС СН/НН kV, овако конципирана кабловска мрежа, ако повезује сусједне ТС ВН/СН, има велики значај у обезбјеђењу резервног напајања при испаду објеката ВН. Проблем који се јавља у неким хаваријским ситуацијама је велики број манипулација које је потребно спровести. У таквој ситуацији вријеме без напајања појединих купаца може да достигне и 1-2 сата при најкритичнијим испадима, уколико диспечери знају како да одреагују када се хаварија догоди. Када се има на уму колико се ријетко дешавају поједине хаваријске ситуације, а знајући колико је скупо обезбиједити резерву на други начин (новим, неекономичним инвестицијама), овако дуго вријеме ван погона је толерисано, посебно када се има у виду могућност планирања диспечерских акција у случају одређених испада. Уколико се изврши аутоматизација у мрежи средњег напона, тако да се даљински укључују и искључују поједини прекидачи или растављачи снаге у ТС СН/НН kV, онда је могуће поступак вишеструко убрзати.

За ванградску мрежу СН, која се гради као надземна (осим евентуалних кабловских прикључака неких ТС X/0,4 kV), на овом нивоу стандарда купаца, критеријум „n-1“ није техничко ограничење. Вријеме откривања и отклањања квара на надземној мрежи је много краће него у кабловској, а оптерећење које остаје без напајања је много мање него у градском подручју. Међутим, већ је истакнуто да сам развој мреже може да омогући резервно напајање, бар за магистрални ванградски правац. То је нпр. нуспосљедица када је у питању средњенапонска веза између двије ТС ВН/СН kV која се може искористити за растерећење једне од њих у случају појаве квара. Активирање ове резервне везе (уколико је могуће с гледишта капацитета вода и падова напона) увијек се може обавити у једној манипулацији (једним искључењем и једним укључењем одређених дионица) јер вриједности импедансе вода пригушују утицај полазних струја ТС СН/НН kV, а и саме ТС СН/НН kV су мање инсталисане снаге на ванградском подручју и стога и с мањим полазним струјама. Међутим, вријеме за остварење ове манипулације је дуже, јер је потребно отићи до мјеста гдје је међуповезни СН вод искључен, а то може да буде и 20-30 km далеко од локације екипе која ту акцију треба да обави. И поред дужег времена активирања ове резервне везе (чак и до 1-2 сата), на овакве везе се рачуна када је у питању растерећење објеката ТС ВН/СН kV у квару. Уградња аутоматике би значајно скратила ово вријеме (могла би да га сведе на вријеме реда 1 минута).

Поред свих наведених критеријума и ограничења у раду дистрибутивних мрежа, битан аспект који такође мора бити испоштован је и квалитет снабдијевања електричном енергијом. У том смислу крајем 2022. године РЕРС је донео „Правилник о регулацији квалитета снабдијевања електричном енергијом”. Овим правилником су дефинисани показатељи квалитета снабдијевања електричном енергијом, начин мјерења, прикупљања и



обrade података, опште, минималне и гарантоване стандарде квалитета снабдијевања електричном енергијом, као и финансијске компензације кориснику система након увођења гарантованих стандарда квалитета снабдијевања електричном енергијом.

4.1.2. Економске основе за планирање развоја дистрибутивне мреже

Да би се дефинисао план развоја дистрибутивне мреже потребно је различите варијанте развоја које испуњавају дефинисана техничка ограничења вредновати према њиховим трошковима. Укупне трошкове једне варијанте развоја дистрибутивне мреже чини сума трошкова по свим годинама разматраног временског периода развоја, актуелизованих на исти тренутак (обично почетни тренутак развоја). С обзиром на дужину вијека експлоатације појединих елемената мреже (30 - 50 година), да би се економска вриједност неког објекта у мрежи исправно сагледала, дугорочно планирање развоја се ради за период 20 - 30 година унапријед. У том периоду се доста добро може сагледати оптерећеност елемената мреже у току њиховог експлоатационог вијека ако су ушли у погон прије почетка израде плана развоја или у почетним етапама које се разматрају; а они се у перспективном периоду у великој мјери амортизују. Годишњи трошкови неке варијанте развоја мреже могу се начелно подијелити на двије групе: трошкове губитака и трошкове капитала уложеног у мрежу. Вредновање трошкова капитала инвестираног у мрежу и губитака биће детаљно посебно анализирани.

- *Трошкови капитала*

Пошто све варијанте развоја мреже полазе од истог почетног стања, рачуна се да су трошкови капитала инвестираног до тог тренутка у мрежу исти. Пошто се избор најбоље варијанте развоја мреже врши на основу разлика у трошковима, у укупну суму трошкова ове почетне трошкове капитала нема потребе уносити, јер ће се по формирању разлика у трошковима између појединих варијанти развоја они анулирати. Стога се у трошкове капитала рачунају само они елементи који се појављују у перспективном периоду. При томе не треба испустити из вида да на трошкове капитала утиче и излазак неког од објеката у мрежи из погона, уколико се он нпр. намерно демонтира.

- *Цијена капитала - интерес (добит)*

Да би се одређени капитал инвестирао у електроенергетски објекат потребно је доћи до тог капитала. Сваки новчани износ којим се располаже у одређеном временском тренутку, или до којег се жели доћи има своју цијену (изражену у новцу). Та цијена се на одређени капитал плаћа за временски период његовог коришћења. У случају планирања дистрибутивних мрежа најбоља мјера за тај период је једна година и за једну годину коришћења капитала плаћа се цијена која је једнака одређеном проценту тог капитала. Тај процентуални износ се назива стопа добити.

- *Трошкови амортизације*

Поред цијене која се плаћа на тржишту за ангажовани капитал, када се инвестира у одређени објекат, он у њему остаје заробљен до краја животног вијека објекта. Међутим, када се заврши животно вијек објекта употребљени капитал је потребно вратити његовом власнику (или купити за њега нови објекат). Међутим, објекат на крају вијека експлоатације не вриједи практично ништа (оно што је преостало од објекта се може продати у "старо



гвожђе" и при томе се надокнадити један мали дио капитала, али се с тим у овим прорачунима не рачуна). Дакле, у току вијека експлоатације нови објекат мора на неки начин да "заради" капитал који је у њега уложен. Са гледишта власника објекта то значи следеће: сваке године власник мора да одвоји извјесну суму новца од зараде коју добија користећи дати објекат (или на неки други начин) коју ће ставити у банку (уз камату која је једнака цијени капитала, тј. стопи добити) да би на крају животног вијека објекта имао на рачуну суму која је једнака ангажованом капиталу - цијени објекта. Или, што је исто, да сваке године враћа једнаку суму ономе од кога је позајмио капитал за градњу објекта, при чему се сваке године смањује капитал чију цијену плаћа, док до краја животног вијека не врати пуни износ позајмљеног новца. И ова сума се рачуна као одређени дио ангажованог капитала, кроз стопу амортизације.

Према садашњој рачуноводственој политици предузећа су обавезна да одређени дио оствареног прихода издвајају за амортизацију средстава за производњу у свом власништву. Дио који треба издвајати за амортизацију израчунава се као $1/T_v$, гдје је T_v - животни (амортизациони) вијек објекта у годинама. За објекат чији је амортизациони вијек 50 година, стопа амортизације износи 2%. Овакав прорачун стопе амортизације, у ствари је начин да се из предузећа у амортизационе фондове слије већи износ него што је заправо реалан износ који омогућује да се поврати капитал уложен у објекат. Наиме, не рачуна се са "оплођавањем" издвојеног износа кроз његово годишње увећавање за стопу добити. Реална стопа амортизације је нижа, а разлика представља дио акумулације. Ову разлику не треба урачунавати, ако се рачуна са стопом добити.

Уколико се годишње на амортизацију објекта вриједности I издваја сума новца R , а стопа добити је p_d , онда, ако се износ уложеног капитала у потпуности обнови у току вијека трајања објекта (T_v), важи једнакост:

$$I = \sum_{i=1}^{T_v} R \cdot (1 + p_d)^{T_v - i} \quad (1)$$

Израз који се сумира представља окамаћену вриједност годишњег износа који се издваја за амортизацију. Окамаћивање се врши онолико година колико је од тог тренутка (краја i -те године) остало до краја животног вијека објекта (краја T_v -те године). Уколико је амортизациони вијек објекта 50 година, на крају прве године издваја се износ R који се окамаћује још $50 - 1 = 49$ година. На крају последње, 50. године, издваја се само износ R , на који се не добија камата. Из претходне једначине се добија:

$$I = R \cdot \sum_{i=1}^{T_v} (1 + p_d)^{T_v - i} \quad (2)$$

$$I = R \cdot \frac{(1 + p_d)^{T_v} - 1}{(1 + p_d) - 1} \quad (3)$$

$$R = \frac{p_d}{(1 + p_d)^{T_v} - 1} \cdot I \quad (4)$$

Реална стопа амортизације рачуна се по обрасцу:



$$P_{am} = \frac{P_d}{(1 + p_d)^{T_v} - 1} \quad (5)$$

- **Трошкови одржавања**

Када се, коначно, изгради објекат у који се капитал улаже, потребно је у току његовог животног вијека одвајати новац за континуиране додатне радове на њему. Ови додатни радови су за различите објекте различити: за надземне водове потребно је поткресивати растиње испод водова, контролисати стање стубова, проводника и изолатора, и тамо гдје се јављају проблеми треба их отклонити; за каблове је потребно контролисати кабловске спојеве и завршнице, контролисати и долијевати уље у уљне каблове итд; за трансформаторске станице потребно је провјеравати стање опреме (сабирница, прекидача, растављача, напонских и струјних мјерних трансформатора и енергетских трансформатора), контролисати стање уља у уљним прекидачима, контролисати исправност заштите, вршити редовне ремонтне радове на опреми, контролисати параметре уземљења ТС, контролисати термовизијску слику објекта, контролисати стање акумулаторске батерије, одржавати и чистити зграду ТС и простор који ТС заузима итд. Сви ови трошкови спадају у трошкове одржавања објеката и вреднују се кроз проценат вриједности капитала уложеног у њега. Та процентуална вриједност назива се стопом одржавања објекта и обично се дефинише за одређени тип објекта: надземни или кабловски вод, или трансформаторску станицу.

Сума три дефинисане стопе: стопе добити, амортизације и одржавања назива се годишња стопа трошкова за одређени објекат. Да се прорачуни не би превише компликовали годишње стопе се дефинишу за одређени тип објекта, а не за сваки објекат посебно. Када се један објекат састоји из више дијелова са различитим стопама амортизације (животним вијеком) и различитим стопама одржавања, укупни трошкови добијају се сабирањем трошкова свих дијелова. Годишњи трошкови капитала израчунавају се као производ годишње стопе за објекат и капитала инвестираног у тај објекат. Конкретне вриједности дефинисаних стопа биће приказане у поглављу о јединичним цијенама за планирање дистрибутивних мрежа.

- **Трошкови губитака у мрежи**

Другу групу трошкова одређене варијанте развоја дистрибутивне електроенергетске мреже чине трошкови губитака. Преносни капацитети електроенергетске мреже и извора електричне енергије одређују се тако да могу да подмире потрошњу при вршном оптерећењу. У идеалној ситуацији за одређени износ потрошње електричне енергије било би потребно располагати изворима тог капацитета (уз потребну резерву), и преносном мрежом која ће допремити тражену снагу до дистрибутивног предузећа, а онда би дистрибутивну мрежу требало направити да може да пренесе то оптерећење до купаца и из трошкова изграђене мреже и цијене производње израчунати цијену 1 kWh који се испоручује купцу. Међутим, ситуација није идеална и ток снаге кроз елементе мреже ствара одређене губитке, тако да је оптерећење елемената мреже изнад онога које се испоручује конзуму. Због тога и капацитети мреже треба да буду виши. За сваки kW снаге који пренесе потрошњи дистрибутивно предузеће мора од преносне мреже да преузме kW "и нешто" и да изгради додатне капацитете за пренос вишка снаге. Појава сваког kW губитака у



дистрибутивној мрежи значи додатне трошкове изградње нових капацитета за њихову производњу и пренос до купаца. Ово је додатни трошак губитака енергије. Да би се поступак прорачуна додатних трошкова усљед губитака упростио, трошкови губитака се своде или на јединицу губитака снаге (kW) при максималном годишњем оптерећењу, или на јединицу губитака енергије (kWh) у току једне године. Између ове двије јединице постоји јака корелација, која дозвољава прелазак са једног на други систем прорачуна. У конкретним плановима развоја ће се рачунати са губицима снаге при вршном оптерећењу.

Први дио трошкова губитака снаге у дистрибутивној мрежи у току једне године представљају годишњи трошкови додатних капацитета електроенергетске мреже које је потребно изградити да би се ови губици, заједно са потрошњом пренијели кроз систем. Они се рачунају по изведеном (али упросеченом) обрасцу за годишње трошкове капитала инвестираног у одређени објекат:

$$C_p = I_1 \cdot (p_d + p_o + p_{am}) \quad (6)$$

гдје су:

I_1 - јединичне инвестиције за еквивалентну термоелектрану и дио преносне мреже који служи за напајање посматраног дистрибутивног подручја (€/MW, или €/kW). Јединичне инвестиције би требало израчунати тако што би се укупна цијена изграђених електрана, рудника и преносне мреже подијелила са снагом испорученом дистрибутивној мрежи, при чему би изграђени капацитети требало да идеално одговарају захтјевима потрошње. Међутим, износ који се улаже у преносну мрежу у односу на износе који се улажу у електране је вишеструко мањи, тако да и просјечне стопе које се усвајају за трошкове капитала за производњу и пренос вршних губитака снаге одговарају стопама за електрану, p_d - стопа добити (актуелизације),

p_o - просјечна годишња стопа одржавања објеката,

p_{am} - просјечна стопа амортизације која се израчунава из стопе добити и амортизационог вијека објеката.

Други дио трошкова губитака снаге чине просјечни трошкови горива утрошеног за производњу енергије која се расипа при току оптерећења кроз мрежу (у цијену горива за производњу енергије - угља укључени су и трошкови рудника). Показује се да између губитака енергије и вршних губитака снаге постоји директна сразмјера за елементе који имају сличан уређени годишњи дијаграм оптерећења (иста таква сразмјера постоји између јединичне цијене губитака енергије - C_E и другог дијела трошкова губитака снаге). Коefицијент сразмјере назива се еквивалентно вријеме трајања максималних губитака (τ) и за потребе израде планова дистрибутивних мрежа обично се усваја да се израчунава по емпиријском обрасцу који даје резултате који се добро слажу са великим бројем конкретних вриједности:

$$\tau = 0.17 \cdot T + 0.83 \cdot \frac{T^2}{8760} \quad (7)$$

гдје је T - еквивалентно вријеме трајања вршне снаге у одређеном елементу мреже. Ово вријеме представља коefицијент сразмјере између вршне снаге и укупне протекле енергије кроз неки елемент мреже. Оно, дакле, зависи од облика дијаграма оптерећења посматраног елемента мреже.

Трошкови губитака у дистрибутивној мрежи зависе и од локације појединог елемента



дистрибутивне мреже, односно, мјере једновријемности појаве максималног оптерећења самог елемента и максималног оптерећења у систему. Како максимални губици у датом елементу не морају да се појаве при максималном оптерећењу система, то значи да за њих можда није неопходно градити додатне капацитете у изворима (извори у структури цијене губитака најзначајније утичу), или бар не у мјери да ти додатни капацитети покрију комплетну прекомјерну вриједност снаге проузроковану максималним губицима у том елементу. Када се јаве максимални губици на самом елементу (тј. када је он максимално оптерећен) у изворима и преносној мрежи постоје слободни капацитети због мањег оптерећења остатка система. Када се јави вршно оптерећење система, ниво оптерећења самог елемента одређује вриједност фактора једновременности ($f_j \leq 1$) вршног оптерећења елемента са оптерећењем система. Пошто су губици приближно сразмјерни са квадратом пренијете снаге и максимална вриједност губитака редукује се са квадратом фактора једновременности. Јединични трошкови губитака снаге у термогеним отпорима (губици у надземним водовима, кабловима и проводницима трансформатора познати су под називом "губици у бакру") рачунају се по обрасцу:

$$C_{PCu} = C_P \cdot f_j^2 + \tau \cdot C_E \quad (8)$$

Ово су трошкови губитака који зависе од дијаграма оптерећења елемената. Међутим, дио губитака у мрежи не зависи од дијаграма оптерећења, већ само од тога да ли је елемент под напоном (заправо је функција напона, али пошто се напон мијења у уском опсегу, рачуна се да су практично константни). Ови губици се називају „губици у гвожђу“ и то су губици усљед короне, одводних струја каблова, губици усљед струја индукованих у језгру трансформатора (одакле им потиче назив) итд. У планерским прорачунима дистрибутивних мрежа осим губитака у трансформаторима, остали су занемарљиво мали. Износи губитака снаге "у гвожђу" трансформатора су такође мали и не укључују се у прорачуне токова снага, али се њихови трошкови рачунају при вредновању варијанти развоја због њиховог трајања током цијеле године (изузев можда периода ремонта), и коинциденције са вршним оптерећењем система. Вријеме трајања губитака у гвожђу је 8760 часова, па су јединични трошкови губитака снаге у гвожђу:

$$C_{PFe} = C_P + C_E \cdot 8760 \quad (9)$$

Поред свођења на јединицу губитака снаге, које је погодно за поступак техничко-економске анализе који се излаже, цијена губитака може се свести на јединицу губитака енергије, дијелењем претходних јединичних цијена губитака снаге са вриједношћу еквивалентног времена трајања ових губитака (τ за губитке „у бакру“, а 8760 за губитке „у гвожђу“):

$$C_{ECu} = \frac{C_{PCu}}{\tau} = \frac{C_P \cdot f_j^2}{\tau} + C_E \quad (10)$$

$$C_{EFe} = \frac{C_{PFe}}{8760} = \frac{C_P}{8760} + C_E \quad (11)$$

- *Јединичне цијене основних елемената мреже*

У овом поглављу су приказане цијене са којима су рачунате инвестиције предвиђене за реализацију у оквиру наредног десетогодишњег периода. Да би се избјегли непотребни детаљи овде су дате само цијене готових ТС или њихових најзначајнијих дијелова и



просјечне јединичне цијене каблова и надземних водова. У Табелама 18 - 21 приказане су јединичне цијене везане за водове. Цијене трафостаница 35/X kV и цијене трафостаница 110/X kV могу се изразити као линеарна функција броја поља или ћелија на оба напонска нивоа и броја трансформатора. Општа законитост је:

$$I_{TS}=A + B \cdot n_{VN} + C \cdot n_{NN} + E \cdot n_{SN} + D \cdot n_{TR}, \text{ гдје су}$$

A, B, C, D и E - константе;

n_{VN} - број поља вишег напона;

n_{SN} - број ћелија на страни средњег напона;

n_{NN} - број ћелија на страни нижег напона;

n_{TR} - број трансформатора.

Преглед цијена за трафостанице 35/X са два трансформатора дат је у Табели 22, а у конкретним ситуацијама вршена су израчунавања према претходном обрасцу, односно због етапности изградње и специфичности појединих објеката није увијек могуће коришћење претходних цијена. Табела 23 и Табела 24 приказују цијене основних елемената који се користе при опремању ТС. У Табели 24 дат је преглед цијена трансформатора 20/0,4 kV са монтажом (демонтажом). Вијек трајања трансформаторске станице, кабловског и надземног вода, као и њихове стопе одржавања, амортизације и укупне годишње стопе трошкова приказани су у Табели 25.

Фиксни дио трошкова за изградњу ТС 35/X kV процјењен је на 150.000 € и с овим фиксним трошковима се рачуна при изградњи било које нове ТС уколико није другачије процијењено за конкретан случај. Ови трошкови подразумијевају улагања у припрему пројектне документације за изградњу ТС, откуп земљишта на датој локацији, затим, средства потребна за прибављање свих врста дозвола, улагања у грађевинске радове (уземљење, зграда, уређење дворишта и изградња потребне инфраструктуре - стазе, канали, јаме итд.).

Табела 18. Јединичне цијене надземних водова

Јединичне цијене надземних водова (1000 €/km)				
Врста вода	Врста далековода	Напонски ниво		
		10 kV	20 kV	35 kV
Al/Fe 25 mm ²	једноструки	20	21	32
Al/Fe 50 mm ²	једноструки	23	24	35
Al/Fe 70 mm ²	једноструки	25	26	37
	двоструки	45	46	68
Al/Fe 95 mm ²	једноструки	28	29	40
	двоструки	50	51	72
Al/Fe 150 mm ²	једноструки	34	35	46
	двоструки	62	63	84
Al/Fe 240 mm ²	једноструки	43	44	55
	двоструки	80	81	100



Табела 19. Цијене реконструкције надземних водова

Цијене реконструкције реконструкције надземних водова (1000 €/km)	10 kV	20 kV	35 kV
Цијена реконструкције вода Al/Fe 25 или Al/Fe 35 на Al/Fe 50 mm ² (уз уградњу нових стубова) (1000 €/km)	23	24	35
Цијена реконструкције вода Al/Fe 25(35) на Al/Fe 50 mm ² (само замјена ужета)	10	10	13
Изградња двоструког далековода, постојећом трасом уз опремање оба система	38	40	62
Изградња двоструког далековода, постојећом трасом уз опремање једног система	30	31	48
Опремање другог система проводника на постојећем двоструком далеководу	10	11	16
Реконструкција-замјена изолације	5	6	13
Реконструкција- замјена изолације и ужета	14	15	26

Табела 20. Јединичне цијене кабловских водова¹

Јединичне цијене кабловских водова (1000 €/km)				
Тип кабла	Пресјек	Напонски ниво	Напонски ниво	Напонски ниво
		10 kV	20 kV	35 kV
ХНЕ	Al 150 mm ²	20	24	60
ХНЕ	Al 240 mm ²	28	34	80

Табела 21. Јединичне цијене полагања каблова

Цијене грађевинских радова за полагање каблова: ископ, полагање кабла, затрпавање (1000€/km)		
Број и напонски ниво каблова	у земљи	у асфалту
1 кабл 10(20) kV	10	20
2 кабла 10(20) kV	15	30
3 кабла 10(20) kV	20	40
4 кабла 10(20) kV	25	50
1 кабл 35 kV	30	60
2 кабл 35 kV	40	75

¹ Приказане цијене не обухватају трошкове грађевинских радова за полагање каблова



Табела 22. Јединичне цијене трансформатора

Цијене трансформатора 35/X kV и фиксни трошкови изградње трафостаница 35/X kV (1000 €)				
Врста трансформатора	Снага трансформатора (MVA)	Фиксни трошкови	Цијена транспорта и монтаже	Цијена трансформатора
35/10 kV	2,5	150	17	60
	4		18	80
	8		20	120
35/20 kV	2,5	150	17	65
	4		18	85
	8		20	130

Табела 23. Цијене ћелија, далеководних и трансформаторских поља

Цијене ћелија за унутрашњу монтажу, далеководних и трансформаторских поља (1000€)	
Ћелија/поље	Цијена ћелије/поља
Ћелија изводна 10 kV за унутрашњу монтажу	13
Ћелија мјерна 10 kV за унутрашњу монтажу	8
Ћелија трансформаторска 10 kV за унутрашњу монтажу	15
Ћелија кућни трафо 10 kV за унутрашњу монтажу	7
Ћелија изводна 20 kV за унутрашњу монтажу	15
Ћелија мјерна 20 kV за унутрашњу монтажу	10
Ћелија трансформаторска 20 kV за унутрашњу монтажу	18
Ћелија кућни трафо 20 kV за унутрашњу монтажу	8
Ћелија 35 kV за унутрашњу монтажу	13
Далеководно поље 35 kV 1 СС	25
Далеководно поље 35 kV 2 СС	30
Трансформаторско поље 35 kV	30

Табела 24. Јединичне цијене трансформатора 20/0,4 kV

Цијене трансформатора 20/0,4 kV (1000 €)	
Трансформатор 20/0,4 kV 1000 kVA	17
Трансформатор 20/0,4 kV 630 kVA	14
Трансформатор 20/0,4 kV 400 kVA	12
Трансформатор 20/0,4 kV 250 kVA	9
Трансформатор 20/0,4 kV 160 kVA	6
Трансформатор 20/0,4 kV 100 kVA	4
Трансформатор 20/0,4 kV 50 kVA	3
СН блок 20 kV	23



Табела 25. Годишње стопе за поједине објекте

Вијек трајања и стопе добити, амортизације, одржавања и укупних годишњих трошкова за поједине објекте					
Објекат	Вијек трајања	Стопа добити	Реална стопа	Стопа одржавања	Стопа годишњих трошкова
трафостаница	40	9%	0,30 %	2%	11,30 %
кабловски вод	35	9%	0,12 %	1%	10,12 %
надземни вод	40	9%	0,12 %	1%	10,12 %

- Јединичне цијене губитака активне снаге

Јединична цијена губитака активне снаге за потребе планирања развоја мреже ће бити прорачуната на основу јединичне цијене губитака активне енергије коју плаћају дистрибутери електричне енергије и еквивалентног времена трајања максималних губитака (τ).

Да би се израчунала цијена губитака у дистрибутивној електроенергетској мрежи мора се одредити на ком нивоу ће се прорачун губитака вршити. Наиме, једни су параметри прорачуна ако се он врши на нивоу ТС 110/X kV, други су ако се укључи мрежа 35 kV, а посебни су параметри на нивоу средњенапонских извода. Најтачнији приступ проблему планирања био би када би се сагледавао развој мрежа сваког напонског нивоа кроз засебне прорачуне, имајући стално у виду резултате који се добијају на осталим проучаваним напонским нивоима. Међутим, овакав приступ би захтјевао изузетно велики број прорачуна. С обзиром на то да се комплетна анализа спроводи са моделованим оптерећењима која одговарају нивоу ТС 110/X kV, управо је то ниво који се усваја као најбољи за прорачуне вршних снага у мрежи 10-110 kV. У наставку текста укратко ће бити изложен поступак прорачуна цијене губитака активне снаге на нивоу ТС 110/X kV при вршном оптерећењу.

У дистрибутивној мрежи Републике Српске, прорачунате вриједности еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV, за већину дистрибутивних подручја, се крећу у опсегу 3700 – 5100 h. За просјечну вриједност еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV и мреже 110 kV, за сва дистрибутивна подручја, усвојена је средња вриједност од 4300 h. За тако усвојене вриједност добија се вриједност еквивалентног времена трајања максималних губитака $\tau=2500$ h за сва дистрибутивна подручја.

Јединична цијена губитака активне енергије коју плаћа дистрибутер електричне енергије се разликује од године до године, а вриједност која ће се усвојити износи 56 €/MWh.

На основу усвојених вриједности еквивалентног времена трајања максималних губитака и јединичне цијене губитака активне енергије добија се да је цијена 1 MW губитака активне снаге на нивоу ТС 110/X kV при вршном оптерећењу ~140.000 €, за губитке у бакру за сва дистрибутивна подручја, а ~476.000 € за губитке у гвожђу (код њих је вријеме трајања вршне снаге једнако дужини године: 8760 h умањено за период ремонта, па је $\tau=8500$ h).

4.2. Прорачун оптерећења и формирање модела СН мреже

У овом поглављу детаљно је изложена методологија која се користила за прорачун



оптерећења и формирање модела мреже и приказана је анализа постојећег стања на формираном моделу мреже са оптерећењима из 2021/2022. године.

4.2.1. Методологија за прорачун оптерећења и формирање модела

За потребе анализе функционисања дистрибутивне мреже моделовани су сви елементи мреже 10-110 kV као и поједини елементи мреже 220 kV и 400 kV. Функционисање мреже 110 kV, 220 kV и 400 kV је са становишта дистрибутивне мреже значајно са аспекта задовољавајућих напонских прилика на прагу дистрибутивне мреже и сигурног напајања посредством трансформације 110/X kV.

За све елементе мреже моделовано је њихово уобичајено уклопно стање у режимима зимских оптерећења.

За потребе анализа рада мреже моделована су оптерећења по ТС 10(20)/0,4 kV, мјерним мјестима 10, 20 и 35 kV, тако да се стекне увид у токове снага и напонске прилике у мрежи на нивоу трансформације 110/X kV. На основу података о енергији која је кроз поједине ТС 10(20)/0,4 kV испоручена купцима и измјерена на њиховим мјестима мјерења, извршена је расподела активне снаге по ТС 10(20)/0,4 kV сразмјерно току енергије кроз њихове трансформаторе (период октобар 2021 -септембар 2022. године). Коefицијент сразмјере енергије испоручене купцима и моделованог активног оптерећења је тзв. *просјечно вријеме коришћења енергије испоручене купцима* (у даљем тексту Т_{РКЕ}).

Приликом моделовања оптерећења коришћени су подаци о вршним оптерећењима, као и подаци о протоцима активне и реактивне енергије по ТС 110/X kV и мјерним мјестима X kV на којима се преузима електрична енергија. Такође, на располагању су били и ажурирани подаци о ТС X/0,4 kV са којих се напајају поједини купци у уобичајеном уклопном стању у мрежи напонског нивоа 35 kV и 10(20) kV, на основу којих је утврђено са које ТС 110/X kV се напајају поједини купци, чиме је успостављена веза евидентиране енергије продате крајњим купцима и ТС 110/X kV.

Еквивалентно вријеме трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV ($T_{ЕКV}$) прорачунава се као количник протекле енергије и вршног оптерећења одговарајућих ТС 110/X kV.

На основу средњег еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV и јединичне цијене губитака активне енергије коју дистрибутер електричне енергије плаћа приликом преузимања енергије из преносне мреже прорачунава се јединична цијена губитака активне енергије. На територији свих пет дистрибутивних предузећа, прорачунате вриједности еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV у 2021. и 2022. години се крећу у опсегу 3.700 – 5.100 h. За просјечну вриједност еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV, усвојена је средња вриједност од 4.300 h (на основу анализе вриједности приказаних у поменути табелама). За тако усвојене вриједност добија се вриједност еквивалентног времена трајања максималних губитака $\tau=2.500$ h.

Јединична цијена губитака активне енергије коју дистрибутер електричне енергије плаћа приликом преузимања из преносне мреже се разликује од године до године, а вриједност која је усвојена за анализу рада је 56 €/MWh.



Табела 26. Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале у периоду 2012-2022. год.

Година/ТС	Пале	Сарајево 20 (Лукавица)	Соколац	Рогатица	Вишеград	Копачи (Горажде 2)	Фоча
Активна енергија - набавка (MWh)							
2012	77.448	81.517	34.009	23.709	38.221	4.715	44.489
2013	75.646	71.740	36.489	24.392	38.276	4.498	48.471
2014	78.454	69.310	34.746	25.080	37.994	4.504	47.654
2015	82.887	76.750	35.557	22.598	39.259	4.510	47.395
2016	86.391	78.458	36.512	22.097	38.970	4.529	41.554
2017	89.367	82.264	37.141	23.234	38.758	4.391	39.887
2018	90.162	79.740	37.815	22.801	37.903	7.655	34.161
2019	88.829	80.775	43.307	25.586	38.522	6.459	34.624
2020	86.272	84.755	43.179	25.921	39.799	6.506	33.252
2021	89.374	86.135	40.696	25.799	40.500	6.697	36.225
2022	83.669	84.247	41.512	23.244	35.266	9.590	35.754
Максимално оптерећење (MW)							
2012	17,23	19,86	9,48	8,80	9,10	2,06	9,41
2013	16,32	18,07	8,66	4,66	9,09	2,00	10,33
2014	19,00	17,33	9,83	4,64	8,78	2,11	9,35
2015	18,18	18,43	8,86	4,29	8,45	2,46	9,79
2016	19,41	20,75	10,58	4,39	8,33	2,39	10,62
2017	20,77	21,28	10,50	4,42	8,77	2,25	10,18
2018	19,40	19,17	11,49	4,84	8,01	5,30	8,68
2019	20,70	19,64	12,64	4,72	8,59	4,13	9,05
2020	19,44	20,69	12,56	4,93	8,98	5,52	10,05
2021	20,05	19,58	11,83	5,00	8,78	5,58	10,09
2022	20,60	22,86	12,37	4,82	8,79	4,54	8,93
T_{ЕКV} (h)							
2012	4.494	4.105	3.587	2.694	4.199	2.289	4.729
2013	4.637	3.970	4.216	5.238	4.209	2.250	4.692
2014	4.130	4.001	3.535	5.400	4.328	2.133	5.097
2015	4.560	4.164	4.014	5.263	4.647	1.836	4.843
2016	4.452	3.781	3.450	5.031	4.681	1.899	3.913
2017	4.303	3.866	3.537	5.262	4.419	1.956	3.917
2018	4.648	4.160	3.290	4.709	4.734	1.443	3.938
2019	4.291	4.113	3.425	5.422	4.487	1.563	3.826
2020	4.437	4.097	3.438	5.260	4.431	1.179	3.309
2021	4.458	4.400	3.440	5.159	4.611	1.199	3.590
2022	4.062	3.686	3.357	4.821	4.012	2.112	4.005

На основу усвојених вриједности еквивалентног времена трајања максималних губитака и јединичне цијене губитака активне енергије добија се да је цијена 1 MW губитака активне снаге на нивоу ТС 110/X kV при вршном оптерећењу ~140.000 €, за губитке у бакру, а ~476.000 € за губитке у гвожђу (код њих је вријеме трајања вршне снаге једнако дужини године: 8 760 h умањено за период ремонта, па је $\tau=8\ 500\ h$).



Просјечно вријеме коришћења енергије испоручене купцима се разликује од еквивалентног времена трајања максималне снаге. Веза еквивалентног времена трајања вршне снаге и просјечног времена коришћења енергије испоручене купцима за одређено мјерно мјесто може се сагледати из наредних формула:

$$T_{\text{ЕКВ}} = \frac{W_{\text{nab}}}{P_{\text{max}}} \quad (12)$$

$$T_{\text{ПКЕ}} = \frac{W_{\text{potr}}}{P_{\text{mod}}} = \frac{W_{\text{nab}} - \Delta W_{\text{gub}}}{P_{\text{max}} - \Delta P_{\text{gub1}}} \quad (13)$$

$$T_{\text{ПКЕ}} = \frac{W_{\text{nab}} - \frac{P_{\text{gub\%}}}{100} \cdot W_{\text{nab}}}{P_{\text{max}} - \frac{P_{\text{gub1\%}}}{100} \cdot P_{\text{max}}} = \frac{W_{\text{nab}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{gub\%}}}{100}\right)}{P_{\text{max}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{gub1\%}}}{100}\right)} \quad (14)$$

$$T_{\text{ПКЕ}} = T_{\text{ЕКВ}} \cdot \frac{\left(1 - \frac{P_{\text{gub\%}}}{100}\right)}{\left(1 - \frac{P_{\text{gub1\%}}}{100}\right)} \quad (15)$$

гдје су:

$T_{\text{ЕКВ}}$ - еквивалентно вријеме трајања вршне снаге,

$T_{\text{ПКЕ}}$ - просјечно вријеме коришћења енергије испоручене купцима,

W_{nab} - набављена енергија,

W_{potr} - укупна енергија која се купцима испоручи кроз неку ТС 110/X kV (извод 35 kV, ТС 35/10(20) kV, извод 10 kV(20),...) и измјери на њиховим мјестима преузимања,

P_{mod} - укупно моделовано оптерећење на мјестима моделовања оптерећења,

ΔW_{gub} - укупни губици енергије од мјеста набавке до мјерних мјеста купаца,

$P_{\text{gub\%}}$ - проценат укупних губитака енергије од мјеста набавке до мјерних мјеста купаца,

ΔP_{gub1} - губици снаге од мјеста набавке до мјеста моделовања оптерећења,

$P_{\text{gub1\%}}$ - проценат губитака снаге од мјеста набавке до мјеста моделовања оптерећења,

P_{max} - максимална снага ТС 110/X kV (извода 35 kV, ТС 35/10(20) kV, извода 10(20) kV,...)

Просјечно вријеме коришћења енергије испоручене купцима ($T_{\text{ПКЕ}}$) добијено је итеративним поступком, при чему је у свакој итерацији извршена анализа токова снага у моделованој мрежи. У свакој итерацији усвојена вриједност $T_{\text{ПКЕ}}$ коришћена је за прорачун оптерећења са којима поједине ТС X/0,4 kV улазе у прорачун токова снага и то тако што је укупна прорачунска енергија свих купаца који се напајају из поједине ТС X/0,4 kV дијељена са вредношћу $T_{\text{ПКЕ}}$. За купце код којих не постоји мјерење снаге, прорачунска енергија је једнака преузетој енергији (на нивоу обрачунске године). За све купце код којих постоји мјерење снаге, одређује се вријеме трајања максималне снаге као количник преузете енергије и забиљеженог максималног оптерећења. Уколико је вријеме трајања максималне снаге веће од усвојене вриједности за $T_{\text{ПКЕ}}$, сматра се да је купац постигао максимално оптерећење у тренутку максималног оптерећења ТС 110/X kV, па у вршно оптерећење на нивоу ТС 110/X kV „улази” са својом максималном снагом, односно његова прорачунска енергија се добија као производ његове максималне снаге и усвојене вриједности за $T_{\text{ПКЕ}}$. У



случају да је вријеме трајања максималне снаге купца мање од усвојене вриједности за ТРКЕ, сматра се да максимално оптерећење купца није једновремено са максималним оптерећењем на нивоу ТС 110/X kV, па се за његову прорачунску енергију усваја вриједност преузете енергије на нивоу године. Такође се кроз неколико итерација долази и до вриједности фактора снаге који ће се користити за прорачун реактивног оптерећења код купаца који имају само мјерење утрошене активне енергије. Циљ итеративног поступка је да се добију такви токови активног и реактивног оптерећења кроз ТС 110/X kV који ће што приближније одговарати одабраним вриједностима у 2021/2022. години, када су у питању максималне годишње вриједности активних и реактивних оптерећења поменутих ТС.

Оптерећења прорачуната на описани начин одговарају нивоу трансформације 110/X kV. Овакав модел мреже даје најтачнију слику оптерећења кроз трансформаторе у објектима 110/X kV. У формираном моделу мреже реална вршна оптерећења по водовима 110 kV су нешто нижа, а реална вршна оптерећења трансформатора 35/X kV, и водова 35 kV и 10(20) kV су нешто виша. Да би се стекла реална слика о стању и за ове елементе мреже, при њиховом вршном оптерећењу, неопходно је утврдити одређене факторе једновремености са којима ће се рачунати при анализама које се односе на поменуте елементе мреже у моделу мреже који одговара нивоу ТС 110/X kV.

Дакле, за реално сагледавање нивоа оптерећења свих елемената мреже који учествују у напајању средњенапонских извода, потребно је одредити факторе једновремености вршних снага између одређених елемената мреже. Имајући у виду расположиве податке (вршне снаге ТС 110/X kV и вршне снаге појединих средњенапонских извода), у одређивању фактора једновремености поћи ће се од претпоставке да је међусобни однос учешћа вршног оптерећења елемента нижег напонског нивоа у вршном оптерећењу елемента вишег напонског нивоа исти:

$$f_{j_{SN \text{ u } TS110/XkV}} = f_{j_{SN \text{ u } TS35/XkV}} \cdot f_{j_{TS35/XkV \text{ u } vod.35kV}} \cdot f_{j_{vod.35kV \text{ u } TS110/XkV}} = f_j^3 \quad (16)$$

одакле слиједи:

$$f_j = \sqrt[3]{f_{j_{SN \text{ u } TS110/XkV}}} \quad (17)$$

гдје су:

$f_{j_{SN \text{ u } TS110/XkV}}$ - фактор једновремености вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/X kV

$f_{j_{SN \text{ u } TS35/XkV}}$ - фактор једновремености вршне снаге средњенапонских извода у вршном оптерећењу ТС 35/X kV

$f_{j_{TS35/XkV \text{ u } vod.35kV}}$ - фактор једновремености вршне снаге ТС 35/X kV са вршним оптерећењем водова 35 kV

$f_{j_{vod.35kV \text{ u } TS110/XkV}}$ - фактор једновремености вршне снаге водова 35 kV са вршним оптерећењем ТС 110/X kV

У склопу студије десетогодишњег развоја електродистрибутивне мреже Републике Српске, подаци са система SCADA су преузети за поједине објекте 110/X kV и 35/X kV на подручју Електрокрајине и Електро-Бијељине. Фактор једновремености између сусједних напонских нивоа (f_j) одређен је на основу анализе тих података. Анализом података са SCADA система одређене су вриједности фактора једновремености вршне снаге



средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/35 kV (коришћени подаци из Електро-Бијељине гдје је присутан велики број ТС 35/10 kV) и прорачуната вриједност износи 0,833 ($f_{j_{SN u TS 110/X kV}}$). На основу ове усвојене вриједности и приказаних формула израчунат је фактор једновремености сусједних елемената мреже (по напонском нивоу) (f_j) – 0,941. Када је ријеч о директној трансформацији 110/20(10) kV коришћени су подаци из Електрокрајине гдје је доминанто заступљена оваква трансформација. По истом принципу израчуната је вриједност фактора једновремености вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/20(10) kV ($f_{j_{SN u TS 110/X kV}}$) и износи 0,92. Усвајање фактора једновремености сусједних елемената мреже по напонском нивоу омогућава реалну процјену нивоа оптерећења свих елемената мреже (трансформатора 35/X kV, водова 10(20) kV и водова 35 kV).

Цијела до сада изложена анализа моделовања прорачунских оптерећења представља основ за анализу постојећег стања мреже.

4.2.2. Анализа рада СН мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

4.2.2.1. Основне карактеристике мреже

Према подацима из 2022. године ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале годишње испоручи око 352,28 GWh за напајање укупно око 70.041 мјерних мјеста, од тога око 63.692 домаћинстава и око 6.349 купаца у осталим категоријама потрошње. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 461 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује на напонском нивоу 35 kV и 10 kV у седам ТС 110/X kV (Пале, Сарајево 20 (Лукавица), Вишеград, Рогатица, Соколац, Фоча и Горажде 2) и на напонском нивоу 35 kV и 10 kV из великог броја МХЕ и МСЕ. У поменутих напојним ТС 110/X kV укупни инсталирани капацитет износи 200 MVA. Збирно неједновремено вршно оптерећење ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале на нивоу трансформације 110/X kV је у 2022. години достигло износ од око 72,97 MW.

На подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале налази се и велики број малих електрана од којих ово дистрибутивно предузеће такође преузима електричну енергију. Најзаступљеније су МХЕ укупне инсталисане снаге 46,8 MW (укупно 16). Поред МХЕ на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале налази се и десет соларних електрана укупне инсталисане снаге 1,5 MW. Учешће свих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у укупној набављеној енергији ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале у 2022. години је износило око 23%.

Преузета енергија из ТС 110/X kV и прикључених електрана се дистрибуира у мрежу посредством укупно осамнаест дистрибутивних ТС 35/10 kV (84,8 MVA) и 1252 ТС 10/0,4 kV (242,81 MVA). Дистрибутивно подручје ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале се граничи са сусједним ЕПЦГ, ЕПС, ЕП БиХ, Електро-Бјељином и Електро Херцеговином са којима, такође, врши размјену једног мањег дијела електричне енергије и то посредством веза реализованих на напонском нивоу 10 kV и 35 kV.

Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је око 345 km, а дужина 10 kV мреже око 1.686 km.

Основна карактеристика дистрибутивне мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале је велика географска распрострањеност, велики број



ТС 35/10 kV је радијално напајан или је у погону са једним уграђеним трансформатором.

4.2.2.2. Стање мреже и оптерећења у базној години

Методологија за прорачун оптерећења описана је детаљно у поглављу 4.2.1. и због тога ће у овом дијелу текста бити наведени само расположиви подаци и вршна оптерећења која су изабрана за моделовање у мрежи.

За потребе анализе функционисања мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале моделовани су сви елементи мреже 10-110 kV као и поједини елементи мреже 400 kV. Водови 110 kV и 400 kV моделовани су својим еквивалентима који на квалитетан начин одражавају функционисање ове мреже. Као балансни чвор мреже моделоване су сабирнице 110 kV у ТС Вишеград.

За све елементе мреже моделовано је њихово уобичајено уклопно стање у режимима зимских оптерећења, као и подаци о преносном односу трансформатора 35/10 kV и напонима у напојним тачкама мреже 35 kV и 10 kV у ТС 110/X kV. Према достављеним информацијама напон у трафостаницама 110/X kV на 10 kV страни се одржава на вриједности од око 10,4 kV, а напон на 35 kV страни се одржава на вриједности око 36,4 kV. Референтна вриједност напона на 35 kV, уз ниво оптерећења тронамотајних трансформатора, одређује вриједност напона на 10 kV страни у ТС 110/X kV на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале и обрнуто.

Трансформатори 35/10 kV у ТС 35/10 kV у актуелном режиму су подешени на номинални преносни однос, осим у ТС 35/10 kV Јахорина и Чајнице где су због напона који излазе из дозвољених граница, преклопке помјерене на одговарајући положај (положај 2 и положај 3).

За анализу стања мреже се полази од нивоа трансформације 110/X kV. За расподјелу активне и реактивне снаге по ТС 10/0,4 kV и мјерним мјестима 10 kV и 35 kV која треба да обезбједи адекватан увид у токове снаге и напонске прилике у мрежи на нивоу трансформације 110/X kV, у складу са изложеном методологијом, за 2022. годину су прорачунате вриједности просјечног времена коришћења енергије испоручене купцима (Т_{РКЕ}).

Како се карактеристике конзума разликују, као и тренуци када су забиљежена максимална оптерећења напојних ТС 110/X kV, за анализу функционисања рада мреже 10-110 kV усвојено је више вриједности просјечног времена коришћења енергије испоручене купцима. У наредној табели су приказани тренуци када су забиљежене вршне снаге по мјестима мјерења и усвојене вриједности Т_{РКЕ}. Овдје треба напоменути да за конзумно подручје ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале не постоје систематизовани подаци о измјереним вриједностима активне и реактивне снаге по изводима СН и ТС 35/X kV.

Приликом анализе података о вршним снагама ТС 110/X kV на мјестима предаје електричне енергије у дистрибутивну мрежу, при чему се имао увид у базу која садржи податке о сатним (закључно са 2021. годином) и 15-минутним оптерећењима (у 2022. години), констатовано је да су у случају неких ТС 110/X kV забиљежена максимална оптерећења последица хаваријских ситуација или промјена уклопног стања, односно међусобног преузимања оптерећења између појединих ТС и ова мјерења нису узета у обзир у анализама. Поред поменутих података који су дати збирно за сва мјеста мјерења у оквиру једне ТС, на располагању су били доступни и подаци истог типа али разврстани по сваком



трансформатору понаособ, као и по мјерним мјестима 10 kV и 35 kV на којима се електрична енергија мјери и предаје у дистрибутивну мрежу. Ова врста података је омогућила да се стекне увид у то који су трансформатори у ТС 110/X kV у датом тренутку били укључени и који ниво конзума је напајан преко мреже 35 kV, а који преко мреже 10 kV код тронамотајних трансформатора у ТС 110/35/10 kV. Сходно томе су и моделована оптерећења у мрежи и уклопно стање трансформатора 110/X kV.

Табела 27. Вршина активна и реактивна оптерећења и усвојене вриједности просјечног времена коришћења енергије испоручене купцима по ТС 110/X kV у 2022. години на подручју дистрибутивног предузећа ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

ТС	Тренутак моделованог оптерећења	Моделовано активно оптерећење (MW)	Моделовано реактивно оптерећење (Mvar)	Трке на нивоу ТС 110/X kV (h)
ТС 110/35/10 kV Пале	22.01.2022. у 11:00 h	20,31	4,25	4.400
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (Лукавица)	25.01.2022. у 18:00 h	22,47	1,81	4.450
ТС 110/35/10 kV Соколац	21.01.2022. у 10:00 h	9,23	3,03	3.800
ТС 110/35/10 kV Рогатица	18.12.2021. у 11:00 h	4,47	0,72	6.000
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	22.01.2022. у 11:00 h	7,34	1,46	5.200
ТС 110/35/10 kV Фоча	28.01.2022. у 21:00 h	7,44	1,53	5.300
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (Копачи)	24.01.2022. у 21:00 h	1,70	0,31	3.400

На подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале налази се ТС 35/10 kV Чајничке која се напаја из правца Пљеваља (ЕПЦГ). Максимум ове трафостанице је моделован у складу са информацијама из диспечерског центра.

Коначно, посебан проблем код формирања модела мреже представљала су генерисања ХЕ, МХЕ и МСЕ у моменту када су забиљежена вршина оптерећења напојних ТС 110/X kV. Наиме за све електране које су прикључене на дистрибутивну мрежу постоје подаци о предатој активној и реактивној енергији на мјесечном нивоу, али само за око 20-так постоје подаци о измереним сатним мјерењима из којих може да се види њихово генерисање у одређеном моменту. Да би се стекао увид у то каква су била генерисања свих електрана анализирана су расположива сатна мјерења електрана у моменту врха сваке појединачне ТС 110/X kV. На основу тога дошло се до закључка да већина МСЕ у тим моментима није радила или је ниво њиховог генерисања енергије у мрежу био занемарљиво мали. Поред тога посебно су анализирани све МХЕ које су прикључене на мрежу. За ове електране се дошло до закључка да су радиле у моменту врха ТС 110/X kV на чијем конзумном подручју се налазе и њихово генерисање је било значајно велико. У складу са изнијетим закључцима за све МСЕ у мрежи је моделовано нулто генерисање, што је са аспекта дистрибутивне мреже када је у питању вршни режим рада критичнији случај, а за МХЕ за које је постојао



податак о измјереним сатним мјерењима, узето је генерисање у моменту врха појединачне ТС 110/X kV којој МХЕ припада. За МХЕ за које није постојао податак о измјереним сатним мјерењима моделовано је нулто генерисање.

Када је ријеч о кондензаторским батеријама које се имају у СН мрежи ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале моделоване су све батерије за које се располагало подацима о инсталисаној снази, мјесту уградње и исправности. Компензација је моделована на сабирницама 10 kV у одговарајућим ТС 10/0,4 kV. С обзиром да је пројектована вредност снаге кондензаторских батерија углавном дефинисана за напон секундара дистрибутивних трансформатора од 0,44 kV, у случају мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале где су у погону доминантно дистрибутивни трансформатори који имају преносни однос 10/0,4 kV, снаге батерија су у моделу умањене за око 18% у односу на њихову инсталисану снагу. У 670 ТС 10/0,4 kV моделоване су кондензаторске батерије укупне инсталисане снаге 5,06 MVA_г.

Цијела анализа моделовања прорачунских оптерећења, затим подаци који су били доступни, као и усвојене вредности Т_{РКЕ} представљају основ за анализу постојећег стања дистрибутивне мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале. Укупно тако прорачунато оптерећење на нивоу трансформације 110/X kV износи 79,1 MW и 22,11 MVA_г и распоређено је по мјерним мјестима 35 kV (оптерећења моделована по мјерним мјестима 35 kV односе се на велепотрошаче који преузимају енергију на том напонском нивоу) и ТС 10/0,4 kV.

У наредној табели дат је преглед трансформатора 110/X kV и 35/10 kV по појединим ТС које напајају подручје дистрибутивног предузећа ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале. За сваку ТС приказани су подаци о расположивом простору за ћелије (поља) 35 kV и 10 kV, који су важни са планерске тачке гледишта. Из наведене табеле се уочава да су за испоруку 79,1 MW и 22,11 MVA_г моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 200 MVA у трансформацији 110/X kV и 87,3 MVA у трансформацији 35/10 kV. Табела 29. садржи преглед оптерећења, губитака и напонских прилика по изводима 10 kV у мрежи за оптерећења моделована на нивоу ТС 110/X kV.

Табела 28: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремињених ћелија 35 kV и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д.Пале

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага (MVA)	Година производ.	Ћелије/Поља 35kV			Ћелије 10(20) kV		
				СЛ	РЕЗ		СЛ	РЕЗ	
					ОП	НОП		ОП	НОП
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (Копачи)	110/20/10	20/20/14	1988						5
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	110/35/10	20/14/20	2004		5			5	13
	110/35/10	20/14/20	2004						
ТС 110/35/10 kV Соколац	110/35/10	20/14/20	1980				3	1	
ТС 110/35/10 kV Пале	110/35/10	20/14/20	2018				4	3	
	110/35/10	20/14/20	1979						
ТС 110/35/10 kV Рогатица	110/35/10	20/14/20	1980		1			3	
	35/10	8	1959						



ТС 110/35/10 kV Фоча	110/35/10	20/14/20	1981				2	3	
	110/35/10	20/14/20	1981						
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	110/35/10	20/14/20	1979	1				3	
ТС 35/10 kV Соколац	35/10	2,5	1967		1				1
ТС 35/10 kV Мокро	35/10	4	1971						
	35/10	4	1975						
ТС 35/10 kV Хреша	35/10	4	1999	1			1		
ТС 35/10 kV Енергоинвест	35/10	1,6	1974						
ТС 35/10 kV Војковићи	35/10	4	1971						2
	35/10	4	1971						
ТС 35/10 kV Подграб	35/10	2,5	1968						
ТС 35/10 kV Миљевина	35/10	2,5	1974						
ТС 35/10 kV Лука Чајниче	35/10	2,5	1974				2		
ТС 35/10 kV Коран	35/10	4	1999				1		1
	35/10	4	1974						
ТС 35/10 kV Јажићи	35/10	4	1978						
ТС 35/10 kV Јахорина	35/10	4	1982				2		2
	35/10	4	1982						
	35/10	4	1974						
ТС 35/10 kV Гојава Рудо	35/10	2,5	1976			1			1
	35/10	1,6	1975						
ТС 35/10 kV Фоча	35/10	4	1975			1			1
	35/10	4	1977						
ТС 35/10 kV Добро Поље	35/10	2,5	1968						
ТС 35/10 kV Бук Бијела	35/10	2,5	1975						1
ТС 35/10 kV Богатићи	35/10	2,5	1974						
ТС 35/10 kV Борике	35/10	1,6	1959		1	1		1	1
ТС 35/10 kV Трново	35/10	2,5	1970			1			
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV		200							
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		87,3							



Табела 29. Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклонно стање и положај регулатора трансформатора 110/Х кV и 35/10 кV²

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
1	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Језеро	2,363	0,073	3,01	8,866	10,39	9,93	4,43%
2	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Тилава	1,448	0,014	0,99	27,238	10,39	10,22	1,64%
3	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Дечанска 2	2,753	0,067	2,38	6,314	10,39	10,1	2,79%
4	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Спортска дворана	2,667	0,05	1,83	4,084	10,39	10,18	2,02%
5	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Ламела	2,372	0,019	0,81	3,935	10,39	10,29	0,96%
6	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Младике	1,563	0,019	1,21	5,565	10,39	10,23	1,54%
7	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Конструктор	2,42	0,054	2,2	5,966	9,94	9,7	2,41%
8	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Јаслице	1,118	0,014	1,26	2,608	9,94	9,8	1,41%
9	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Озренска	1,619	0,051	3,06	6,636	9,94	9,58	3,62%
10	ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20	Извод Иванићи	1,121	0,014	1,26	9,237	9,94	9,77	1,71%
ТС 400/220/110/35/10 кV Сарајево 20			19,444	0,375	1,89	80,449	10,39	9,58	7,80%
11	ТС 110/35/10 кV Пале	Извод Криваче	1,088	0,003	0,29	3,895	10,18	10,11	0,69%
12	ТС 110/35/10 кV Пале	Извод Пале Коран	0,989	0,007	0,66	3,549	10,18	10,11	0,69%
13	ТС 110/35/10 кV Пале	Извод Фамос	0,018	0	0,01	1,38	10,18	10,18	0,00%
14	ТС 110/35/10 кV Пале	Извод Пале град 2	0,984	0,004	0,36	1,958	10,18	10,14	0,39%
ТС 110/35/10 кV Пале			3,079	0,014	0,45	10,782	10,18	10,11	0,69%
15	ТС 110/35/10 кV Соколац	Извод Ауто база	0,056	0	0,02	1,327	10,29	10,28	0,10%
16	ТС 110/35/10 кV Соколац	Извод Баре	1,151	0,002	0,15	2,307	10,29	10,26	0,29%
17	ТС 110/35/10 кV Соколац	Извод Каљина	0,193	0	0,07	0,774	10,29	10,28	0,10%
18	ТС 110/35/10 кV Соколац	Извод Ново Село	1,581	0,103	6,12	100,498	10,29	9,23	10,30%
19	ТС 110/35/10 кV Соколац	Извод Пилана	0,17	0	0,02	0,388	10,29	10,28	0,10%
20	ТС 110/35/10 кV Соколац	Извод Соколац	2,406	0,095	3,79	95,574	10,29	9,61	6,61%
ТС 110/35/10 кV Соколац			5,557	0,2	3,47	200,868	10,29	9,23	10,30%
21	ТС 400/220/110/35/10 кV Вишеград	Извод Добрун	1,011	0,043	4,07	31,427	10,29	9,62	6,51%
22	ТС 400/220/110/35/10 кV Вишеград	Извод Град	1,578	0,014	0,89	3,153	10,29	10,18	1,07%
23	ТС 400/220/110/35/10 кV Вишеград	Извод Хидроелектрана	0,074	0	0,09	4,263	10,29	10,28	0,10%
ТС 400/220/110/35/10 кV Вишеград			2,663	0,057	2,10	38,843	10,29	9,62	6,51%
24	ТС 110/35/10 кV Фоча	Извод Фоча	0,028	0	0,03	1,34	10,19	10,19	0,00%
25	ТС 110/35/10 кV Фоча	Извод Табаши	3,405	0,065	1,86	4,582	10,19	9,96	2,26%
26	ТС 110/35/10 кV Фоча	Извод Трентиште	0,547	0,006	1	18,164	10,19	10,07	1,18%
27	ТС 110/35/10 кV Фоча	Извод Велечево	1,849	0,036	1,93	123,628	10,19	9,82	3,63%
ТС 110/35/10 кV Фоча			5,829	0,107	1,80	147,714	10,19	9,82	3,63%
28	ТС 110/35/10 кV Рогатица	Извод Козићи	0,3	0,004	1,41	41,149	10,32	10,12	1,94%
29	ТС 110/35/10 кV Рогатица	Извод Планиште	0,03	0	0	0,354	10,32	10,32	0,00%
30	ТС 110/35/10 кV Рогатица	Извод Силос	1,053	0,021	1,96	10,085	10,32	10,09	2,23%
31	ТС 110/35/10 кV Рогатица	Извод Рудо	0,371	0	0,06	2,191	10,32	10,31	0,10%
32	ТС 110/35/10 кV Рогатица	Извод Конгес центар	1,845	0,011	0,62	4,694	10,32	10,23	0,87%
33	ТС 110/35/10 кV Рогатица	Извод Лагостина	0,151	0	0,05	1,033	10,32	10,31	0,10%
34	ТС 110/35/10 кV Рогатица	Извод Пилана сладара	0,538	0,006	1,06	25,069	10,32	10,16	1,55%
35	ТС 110/35/10 кV Рогатица	Извод Матињо Брдо	0,127	0,001	0,45	38,263	10,32	10,27	0,48%
ТС 110/35/10 кV Рогатица			4,415	0,043	0,96	122,838	10,32	10,09	2,23%
36	ТС 110/20/10 кV Горажде 2 (20 кV)	Извод Творнице жпце 1 и 2	0,092	0	0,02	1,907	20,71	20,71	0,00%
ТС 110/20/10 кV Горажде 2 (20 кV)			0,092	0	0,00	1,907	20,71	20,71	0,00%
37	ТС 110/20/10 кV Горажде 2 (10 кV)	Извод Живојевићи	0,066	0	0,05	9,226	10,33	10,33	0,00%
38	ТС 110/20/10 кV Горажде 2 (10 кV)	Извод Чајниче	0,738	0,035	4,52	39,499	10,33	9,73	5,81%
39	ТС 110/20/10 кV Горажде 2 (10 кV)	Извод Град	0,077	0	0	0,069	10,33	10,33	0,00%
40	ТС 110/20/10 кV Горажде 2 (10 кV)	Извод Копачи	0,939	0,01	1,01	27,378	10,33	10,14	1,84%
ТС 110/20/10 кV Горажде 2 (10 кV)			1,82	0,045	2,41	76,172	10,33	9,73	5,81%
41	ТС 35/10 кV Јахорина	Извод Хотел Бистрица	0,669	0,002	0,23	3,521	10,11	10,07	0,40%
42	ТС 35/10 кV Јахорина	Извод Огорјелица	1,21	0,007	0,56	5,12	10,11	10,04	0,69%
43	ТС 35/10 кV Јахорина	Извод Вучко	1,266	0,004	0,33	2,478	10,11	10,07	0,40%
44	ТС 35/10 кV Јахорина	Извод Рајска долина	0,587	0,001	0,24	4,331	10,11	10,08	0,30%
45	ТС 35/10 кV Јахорина	Извод Гондола 3	0,09	0	0,01	0,408	10,11	10,11	0,00%
ТС 35/10 кV Јахорина			3,822	0,014	0,36	15,858	10,11	10,04	0,69%
46	ТС 35/10 кV Коран	Извод Стамболчић	0,341	0,001	0,25	4,614	10,6	10,57	0,28%
47	ТС 35/10 кV Коран	Извод Требевић	0,417	0,008	1,78	22,289	10,6	10,38	2,08%
48	ТС 35/10 кV Коран	Извод Коран I	0,123	0	0,02	0,598	10,6	10,6	0,00%
ТС 35/10 кV Коран			0,881	0,009	1,01	27,501	10,6	10,38	2,08%
49	ТС 35/10 кV Хреша	Извод Вучја Лука	0,641	0,018	2,74	18,674	10,31	9,96	3,39%
50	ТС 35/10 кV Хреша	Извод Булози	0,377	0,004	0,96	18,087	10,31	10,17	1,36%
ТС 35/10 кV Хреша			1,018	0,022	2,12	36,761	10,31	9,96	3,39%
51	ТС 35/10 кV Соколац	Извод Данила Ђокића	0,323	0	0,03	0,305	10,38	10,38	0,00%
52	ТС 35/10 кV Соколац	Извод Жњебови	2,484	0,044	1,75	28,069	10,38	9,89	4,72%
53	ТС 35/10 кV Соколац	Извод Соколовић	0,002	0	0	0,026	10,38	10,38	0,00%
ТС 35/10 кV Соколац			2,809	0,044	1,54	28,4	10,38	9,89	4,72%

² Црвена поља у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН изнад 5%, а жута од 3% до 5%. Црвена поља у колони са процентуалним падом напона означавају изводе са падом напона већим од 10%, а жута изводе са падом напона од 7% до 10%.



Табела 29.-Наставак³

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
54	ТС 35/10 kV Борике	Извод Стара Гора	0,03	0	0,09	9,89	10,34	10,33	0,10%
55	ТС 35/10 kV Борике	Извод Пешурићи	0,082	0	0,26	22,403	10,34	10,3	0,39%
56	ТС 35/10 kV Борике	Извод Жепа Сјеверско	0,162	0,001	0,82	39,534	10,34	10,26	0,77%
57	ТС 35/10 kV Борике	Извод Шетићи	0,023	0	0,13	11,162	10,34	10,32	0,19%
	ТС 35/10 kV Борике		0,297	0,001	0,34	82,989	10,34	10,26	0,77%
58	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Полимка	0,041	0	0	0,357	10,42	10,42	0,00%
59	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Рудо град	0,545	0,001	0,13	6,365	10,42	10,41	0,10%
60	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Увац	0,22	0,002	1,09	18,382	10,42	10,29	1,25%
61	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Стргачина	0,245	0,001	0,55	49,179	10,42	10,34	0,77%
	ТС 35/10 kV Гојава Рудо		1,051	0,004	0,38	74,283	10,42	10,29	1,25%
62	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Грлица	0,624	0,003	0,45	2,502	10,32	10,26	0,58%
63	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Касиндо	0,163	0	0,3	5,973	10,32	10,28	0,39%
64	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Лукавица	1,515	0,022	1,46	6,061	10,32	10,09	2,23%
65	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Крупац	0,491	0,002	0,44	4,282	10,32	10,25	0,68%
66	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Накло	0,5	0,001	0,14	1,147	10,32	10,3	0,19%
	ТС 35/10 kV Војковићи		3,293	0,028	0,84	19,965	10,32	10,09	2,23%
67	ТС 35/10 kV Богатићи	Извод Брана	0,059	0	0,1	3,623	10,36	10,35	0,10%
68	ТС 35/10 kV Богатићи	Извод Кијево	0,248	0,001	0,55	8,749	10,36	10,29	0,68%
	ТС 35/10 kV Богатићи		0,307	0,001	0,32	12,372	10,36	10,29	0,68%
69	ТС 35/10 kV Трново	Извод Трново 4	0,416	0,001	0,15	8,073	10,36	10,33	0,29%
70	ТС 35/10 kV Трново	Извод Предоница	0,027	0	0,01	0,251	10,36	10,36	0,00%
71	ТС 35/10 kV Трново	Извод Миље	0,002	0	0,05	2,591	10,36	10,36	0,00%
	ТС 35/10 kV Трново		0,445	0,001	0,22	10,915	10,36	10,33	0,29%
72	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Бољановићи	0,006	0	0,07	4,398	10,37	10,37	0,00%
73	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Мусићи	0,008	0	0,18	5,667	10,37	10,37	0,00%
74	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Варош	0,004	0	0	5,243	10,37	10,37	0,00%
	ТС 35/10 kV Добро Поље		0,018	0	0,00	15,308	10,37	10,37	0,00%
75	ТС 35/10 kV Јажјићи	Извод Калиновик	0,373	0,003	0,71	5,079	10,31	10,23	0,78%
76	ТС 35/10 kV Јажјићи	Извод Влахоље Улог	0,106	0,001	0,62	39,7	10,31	10,22	0,87%
77	ТС 35/10 kV Јажјићи	Извод Миљевина	0,045	0	0,05	11,731	10,31	10,3	0,10%
78	ТС 35/10 kV Јажјићи	Извод Пилана	0,044	0	0,01	0,454	10,31	10,31	0,00%
	ТС 35/10 kV Јажјићи		0,568	0,004	0,70	56,964	10,31	10,22	0,87%
79	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Козја Лука	0,032	0	0,14	25,465	10,68	10,67	0,09%
80	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Калиновик	0,225	0,001	0,34	27,427	10,68	10,64	0,37%
81	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Мермерана	0,008	0	0	1,315	10,68	10,68	0,00%
	ТС 35/10 kV Миљевина		0,265	0,001	0,38	54,207	10,68	10,64	0,37%
82	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Центар	0,79	0,002	0,22	1,44	10,65	10,63	0,19%
83	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Болница	0,21	0	0,22	4,112	10,65	10,63	0,19%
84	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Дуванска	1,104	0,004	0,38	29,068	10,65	10,53	1,13%
	ТС 35/10 kV Фоча		2,104	0,006	0,28	34,62	10,65	10,53	1,13%
85	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Насеље	0,145	0	0,22	18,829	10,69	10,65	0,37%
86	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Челиково Поље	0,002	0	0	3,968	10,69	10,69	0,00%
87	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Тјентиште	0,259	0,003	1,31	45,204	10,69	10,55	1,31%
	ТС 35/10 kV Бук Бијела		0,406	0,003	0,73	68,001	10,69	10,55	1,31%
88	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Стакорина	0,096	0	0	0,176	10,62	10,62	0,00%
89	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Борајно	0,007	0	0	2,88	10,62	10,62	0,00%
90	ТС 35/10 kV Луке Чајниче	Извод Чајниче	0,904	0,011	1,25	35,583	10,62	10,4	2,07%
	ТС 35/10 kV Луке Чајниче		1,007	0,011	1,08	38,639	10,62	10,4	2,07%
91	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Творница паркета	0,48	0	0,1	1,952	10,52	10,51	0,10%
92	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Прача	0,054	0	0,09	6,085	10,52	10,52	0,00%
93	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Подграб	0,197	0,002	0,85	19,987	10,52	10,41	1,05%
94	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Боговићи	0,07	0	0,21	30,898	10,52	10,49	0,29%
95	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Врхпрача	0,091	0	0,16	12,537	10,52	10,5	0,19%
	ТС 35/10 kV Подграб		0,892	0,002	0,22	71,459	10,52	10,41	1,05%
96	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Гумитехника	0,437	0,001	0,16	1,098	10,37	10,35	0,19%
97	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Јањино Брдо	0,677	0,001	0,08	3,449	10,37	10,36	0,10%
98	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Кадињо Село	0,59	0,002	0,41	10,813	10,37	10,27	0,96%
99	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Сумбуловац	0,888	0,014	1,51	20,14	10,37	10,12	2,41%
	ТС 35/10 kV Мокро		2,592	0,018	0,69	35,5	10,37	10,12	2,41%
	Укупно		64,674	1,01	1,54	1363,32		9,23	

³ Црвена поља у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН изнад 5%, а жута од 3% до 5%. Црвена поља у колони са процентуалним падом напона означавају изводе са падом напона већим од 10%, а жута изводе са падом напона од 7% до 10%.



Када се анализира Табела 29 уочавају се обојена поља која указују на релативно висок проценат губитака активне снаге. Поља обојена у жуто у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН између 2% и 5%, а у колони са процентуалним падом напона изводе са падом напона између 7% и 10%. Поља обојена у црвено у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН изнад 5%, а у колони са процентуалним падом напона изводе са падом напона већим од 10%. Укупни губици у мрежи 10 kV и 20 kV за оптерећење од 64,674 MW која су моделована на нивоу ТС 110/X kV износе 1,01 MW (1,54%), што је задовољавајуће за мреже 10 kV и 20 kV. Даља анализа ће показати стање у трансформацији 110/X kV и мрежама 35 kV и 10 kV са аспекта сигурности.

4.2.3. Анализа сигурности рада мреже

Анализа сигурности напајања дистрибутивне мреже извршена је кроз анализу могућности обезбеђења резервног напајања при испаду трансформатора 110/X kV и 35/X kV у напојним ТС, у режимима максималних оптерећења. Анализе су извршене за моделована оптерећења на нивоу трансформације 110/X kV, при чему су у обзир узете могућности обезбеђења резерве преко мрежа нижег напонског нивоа и могућности оптерећивања елемената у хаваријским ситуацијама. Резултати анализа приказани су у наредној табели (испади где је неопходна редукација у табелама су обојени сивом бојом).

Табела 30 Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (Копачи) (20/20/14 MVA)	110/35/10 kV 20/20/14 MVA	Напајање преко 10 kV из ТС 35/10 kV Чајниче или преко 10 kV одвода "1. мај" и "Ријека" ЕП БиХ.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград (20/20/14 MVA)	110/35/10 kV 20/20/14 MVA	У ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград постоје два трансформатора 110/10/35 kV и 110/10 kV. Конзум Вишеграда је 95% напојен са 10 kV стране, 35 kV страна се може спојити из правца Рогатице.
ТС 110/35/10 kV Рогатица (20/20/14 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Комплетна Рогатица се може напојити из правца Вишеграда, преко 35 kV стране уз подршку трансформатора 35/10 kV, 8 MVA.
	35/10 kV 8 MVA	Комплетна Рогатица се може напојити из правца Вишеграда, преко 35 kV стране уз подршку трансформатора 110/35/10 kV, 14 MVA.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (Лукавица) (20/14/20+20/14/20 14 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва.
	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва.



ТС 110/35/10 kV Соколац (20/14/20 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Дио угроженог конзума се прихвата из правца ТС 110/35/10 kV Пале, само уже градско језгро и водовод "Врело Биштице" највеће снаге 1 MVA, а дио подлијеже редукцији
ТС110/35/10 kV Пале (20/14/20 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва.
	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва.
ТС110/35/10 kV Фоча (20/14/20+20/14/20 MVA)	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва, али треба имати у виду да 110 kV далековод из Горажда 1 до Фоче је једини извор напајања Фоче. Из правца Сарајева могуће је напојити само уже градско језгро највеће снаге 1 MVA.
	110/35/10 kV 20/14/20 MVA	Аутономна резерва, али треба имати у виду да 110 kV далековод из Горажда 1 до Фоче је једини извор напајања Фоче. Из правца Сарајева могуће је напојити само уже градско језгро највеће снаге 1 MVA.
ТС 35/10 kV Добро Поље (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум подлијеже редукцији.
ТС 35/10 kV Јажићи (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Угрожени конзум подлијеже редукцији.
ТС 35/10 kV Фоча (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Луке Чајнице (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум се дјелимично може напајати из правца ТС 110/20/10 kV Горажде 2, преко 10 kV мреже.
ТС 35/10 kV Јахорина (4+4+4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Миљевина (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум подлијеже редукцији.
ТС 35/10 kV Бук Бијела (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум се може напајати из правца ТС 110/35/10 kV Фоча, преко 10 kV мреже извода Тјентиште.
ТС 35/10 kV Трново (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум подлијеже редукцији.



ТС 35/10 kV Богатићи (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум подлијеже редукцији.
ТС 35/10 kV Војковићи (4+4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Енергоинвест (1,6 MVA)	35/10 kV 1,6 MVA	Угрожени конзум се може напајати из правца ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20, преко 10 kV мреже.
ТС 35/10 kV Соколац (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум се може напајати из правца ТС 110/35/10 kV Соколац, преко 10 kV мреже.
ТС 35/10 kV Мокро (4+4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Хреша (4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Дио угроженог конзума се прихвата из правца ТС 110/35/10 kV Пале преко 10 kV мреже
ТС 35/10 kV Гојава Рудо (1,6+2,5 MVA)	35/10 kV 1,6 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Подграб (2,5 MVA)	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум се може напајати из правца ТС 35/10 kV Коран, преко 10 kV мреже
ТС 35/10 kV Коран (4+4 MVA)	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
ТС 35/10 kV Борике (1,6 MVA)	35/10 kV 1,6 MVA	Угрожени конзум подлијеже редукцији.

Као што се може видјети из приказане табеле, приликом испада трансформатора 110/X kV резервно напајање комплетног конзума се обезбјеђује или преко другог трансформатора уграђеног у истој ТС 110/X kV или преко сусједне ТС 110/X kV. У случају испада ТС 110/35/10 kV Соколац комплетан конзум подлијеже редукцији. У случају трансформатора 35/10 kV критичан случај је испад радијално напајаних трафостаница као што су ТС 35/10 kV Добро Поље, ТС 35/10 kV Јажићи, ТС 35/10 kV Миљевина, ТС 35/10 kV Јахорина, ТС 35/10 kV Трново, ТС 35/10 kV Богатићи и ТС 35/10 kV Борике.

Анализа сигурности рада мреже 35 kV извршена је и кроз анализу испада сваког појединачног вода 35 kV. Анализом резултата приказаних у Табели 31. закључује се да је напајање двије ТС 35/X kV несигурно (Борике и Маглић Брод) и да испади водова 35 kV доводе до редукције, без обзира на потенцијалну испомоћ преко мреже нижих напонских



нивоа. У питању су испади следећих водова напона 35 kV: ТС 110/35/10 kV Рогатица - ТС 35/10 kV Борике/ Сјемећ брдо, ТС 110/35/10 kV Фоча - ТС 35/6 kV Маглић Брод.

Табела 31. Анализа испада 35 kV водова на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

Вод 35 kV	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Конзум извода Увац из ТС 35/10 kV Гојава Рудо је могуће прихватити из правца ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград преко извода Социјално. Преостали део конзума ТС 35/10 kV Гојава Рудо подлеже редукцији.
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград - Горња Околишта	Резервира се преко 35 kV вода ТС 110/35/10 kV Рогатица - Горња Околишта.
ТС 110/35/10 kV Рогатица ТС 35/10 kV Борике/ Сјемећ брдо	Комплетан угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Соколац - Р. Романија- Чавчево поље	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Мокро - Р. Романија.
ТС 110/35/10 kV Соколац ТС 35/10 kV Соколац	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Мокро - Р. Романија.
ТС 35/10 kV Хреша - „Т” рачва са ДВ 35 kV Пале- Соколац	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Хреша је могуће прихватити из правца ТС 110/35/10 kV Пале преко извода Компес.
ТС 110/35/10 kV Пале - Браје	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Соколац - Браје.
ТС 110/35/10 kV Пале - ТС 35/10 kV Коран	Резервира се преко преко 10 kV одвода „Фамос КБ1” из ТС 110/35/10 kV Пале.
ТС 110/35/10 kV Пале - ТС 35/10 kV Јахорина	Могуће је део конзума напојити преко 10 kV одвода „Требевић” из ТС 35/10 kV Коран, део подлеже редукцији.
ТС 35/10 kV Коран - ТС 35/10 kV Подграб	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Подграб је могуће прихватити из правца ТС 35/10 kV Коран преко извода Стамболчић.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 - ТС 35/10 kV Енергоинвест	Већи део конзума извода из ТС 35/10 kV Војковићи подлеже редукцији, док је преостали део конзума ТС 35/10 kV Енергоинвест и Војковићи могуће прихватити из правца ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 преко извода Дечанска 2 и Језеро.
ТС 35/10 kV Енергоинвест - ТС 35/10 kV Војковићи	Већи део конзума извода из ТС 35/10 kV Војковићи подлеже редукцији, док је преостали део конзума ТС 35/10 kV Војковићи могуће прихватити из правца ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 преко извода Дечанска 2 и Језеро.
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 - ТС 35/10 kV Богатићи	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 35/10 kV Богатићи - ТС 35/10 kV Трново	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 35/10 kV Трново - ТС 35/10 kV Добро Поље	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 35/10 kV Добро Поље - ТС 35/10 kV Јажићи	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 110/35/10 kV Фоча - ТС 35/10 kV Фоча	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.
ТС 110/35/10 kV Фоча - ТС 35/6 kV Маглић Брод	Комплетан угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 110/35/10 kV Фоча - ТС 35/10 kV Бук Бијела	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Бук Бијела је могуће прихватити из правца ТС 110/35/10 kV Фоча преко извода Тјентиште.
ТС 35/10 kV Фоча - ТС 35/10 kV Миљевина	Резервира се преко 35 kV вода ТС 35/10 kV Миљевина - ТС 35/10 kV Јажићи.

Анализа сигурности напајања посредством 10 kV мреже спроведена је за мрежу која се напаја из свих ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на градским подручјима. Резултати су приказани у наредној табели. Анализа наводи на закључак да испадом пет 10 kV извода дио мреже остаје без напајања. У питању су изводи Алхос из ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград, Пландиште из ТС 110/35/10 kV Рогатица, Данила Ђокића из ТС 35/10 kV Соколац, Интал из ТС 110/35/10 kV Пале и Гондола 3 из ТС 35/10 kV Јахорина. Извод Гондола 3 из ТС 35/10 kV Јахорина је инвестиционим захватом у току 2024. године, прстенасто повезан са остатком средњенапонске мреже, чиме се остварио принцип „n-1,, сигурности.



Табела 32. Анализа испада 10 kV извода на градском подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Алхос	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Град	Преко извода Добрун из ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград.
ТС 110/35/10 kV Рогатица	Пландиште	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Лагостина	Преко извода Конгес центар из ТС 110/35/10 kV Рогатица.
	Конгес центар	Преко извода Лагостина из ТС 110/35/10 kV Рогатица.
	Рудо	Преко извода Конгес центар из ТС 110/35/10 kV Рогатица.
ТС 110/35/10 kV Соколац	Соколац	Преко извода Баре из ТС 110/35/10 kV Соколац.
	Баре	Преко извода Дом здравља из ТС 35/10 kV Соколац.
	Ауто база	Преко извода Жљебови из ТС 35/10 kV Соколац.
	Пилана	Преко извода Иверица из ТС 110/35/10 kV Соколац.
	Столарија	Преко извода Иверица из ТС 110/35/10 kV Соколац.
	Иверица	Преко извода Пилана из ТС 110/35/10 kV Соколац.
ТС 35/10 kV Соколац	Данила Ђокића	Радијално напајани конзум подлеже редукцији.
	Жљебови	Преко извода Ауто база из ТС 110/35/10 kV Соколац.



Табела 32. (наставак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (Лукавица)	Јаслице	Преко извода Ламела из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Спортска дворана	Преко извода Дечанска 2 из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Ламела	Преко извода Дечанска 2 и Озренска из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Тилава	Преко извода Језеро из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Конструктор	Преко извода Дечанска 2 из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
	Језеро	Преко извода Спортска дворана из ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20.
ТС 110/35/10 kV Пале	Пале град 2	Преко извода Универзитетска 2 из ТС 110/35/10 kV Пале.
	Компес	Преко извода Пале Коран из ТС 110/35/10 kV Пале (део конзума подлеже редукацији око 1,1 MVA).
	Универзитетска 2	Преко извода Пале град 2 из ТС 110/35/10 kV Пале.
	Шип пилана	Преко извода Пале Коран из ТС 110/35/10 kV Пале.
	Пале Коран	Преко извода Шип пилана из ТС 110/35/10 kV Пале.
	Фамос	Преко извода Фамос из ТС 35/10 kV Коран.
	Ингал	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
ТС 35/10 kV Јахорина	Вучко	Преко извода Огорјелица из ТС 35/10 kV Јахорина.
	Гондола 3	Радијално напајани конзум подлеже редукацији.
	Рајска долина	Преко извода Хотел Бистрица из ТС 35/10 kV Јахорина.
	Хотел Бистрица	Преко извода Рајска долина из ТС 35/10 kV Јахорина.
	Огорјелица	Преко извода Вучко из ТС 35/10 kV Јахорина.
ТС 110/35/10 kV Фоча	Табаци	Преко извода Центар и Дуванска из ТС 35/10 kV Фоча.
ТС 35/10 kV Фоча	Центар	Преко извода Табаци из ТС 110/35/10 kV Фоча.
	Дуванска	Преко извода Болница из ТС 35/10 kV Фоча.



4.2.4. Закључне напомене

На основу извршених анализа може се донијети неколико важних закључака у вези са садашњим стањем и планирањем будућег развоја средњенапонске мреже 10-35 kV на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале.

1. У напојним ТС 110/X kV уочени су проблеми у погледу сигурног напајања електродистрибутивне мреже. Критична напојна тачка у мрежи су ТС 110/35/10 kV Соколац (не постоји могућност резерве у случају испада јединог трансформатора 110/X kV). У перспективном периоду да би се обезбиједило сигурно напајање потребно је повећати инсталисане капацитете у трансформацији 110/X kV (директно зависно од планова компаније „Електропренос“ БиХ);
2. Далековод 110 kV из Горажда до Фоче је једини извор напајања ТС 110/35/10 kV Фоча. Из правца Сарајева 20 могуће је напојити само уже градско језгро максималне снаге 1 MW. Овај проблем је потребно ријешити дугорочним планом развоја компаније „Електропренос“ БиХ;
3. Неколико ТС 35/10 kV се напаја радијално и испади напојних 35 kV водова проузрокују значајне редуције. Дугорочни план развоја треба да разријешити ове проблеме;
4. Постоји осам ТС 35/10 kV у којима испади инсталисаног трансформатора проузрокују редуције у режимима максималних оптерећења. Овај проблем је неопходно разријешити дугорочним планом развоја;
5. Кабловска мрежа 10 kV углавном задовољава принцип сигурности „n-1”;
6. Укупни технички губици у мрежи 10 kV су релативно ниски и износе 1,68%.

4.3. Дугорочна прогноза пораста захтјева за електричном енергијом и вршног оптерећења

У наредном дијелу текста биће детаљно изложена методологија која је коришћена у изради прогнозе потрошње електричне енергије, као и неке специфичности у обради података које су биле неопходне како би се методологија прилагодила подацима са којима се располагало. Формиране су двије варијанте прогнозе потрошње електричне енергије, односно снаге, нижа и виша, да би се планом развоја мреже обухватила и песимистичка и оптимистичка виђења будућег развоја. Коначни резултати прогнозе су прогнозирана оптерећења распоређена по постојећим ТС X/0,4 kV и мјерним мјестима 10(20) и 35 kV, по свим пресјечним етапама перспективног периода.

4.4. Методологија за израду прогнозе потрошње електричне енергије

У оквиру прогнозе потрошње електричне енергије, према типу методологије која је примјењена, извршена је основна подјела корисника електричне енергије на двије групе потрошње: „домаћинства” и „остали купци”. У оквиру категорије „остали купци”, прогноза потрошње електричне енергије је спроведена по даље издвојеним категоријама потрошње: директно прогнозирани купци, потрошња на 35 kV напону, потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV, остала потрошња на ниском напону и јавна расвјета.

У наставку текста ће бити детаљно описана методологија формирања прогнозе потрошње по свакој од дефинисаних категорија, као и укупна прогнозирана потрошња електричне енергије.



4.4.1. Прогноза потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства”

Имајући у виду чињеницу да постојећа база података није допуњена информацијом о томе ком насељу припада сваки купац електричне енергије, потрошња електричне енергије у категорији „домаћинства” је прогнозирана преко броја купаца по зонама, при чему зоне одговарају напојним ТС 110/X kV и ТС 35/X kV. Тиме је будући развој потрошње домаћинства упросјечен према напојној ТС којој то домаћинство припада.

Посебно је формирана прогноза потрошње домаћинства за потребе гријања, а посебно прогноза потрошње електричне енергије за остале намјене. Крајњи резултат прогнозе потрошње електричне енергије у категорији „домаћинства” је потрошња по свакој од ТС X/0,4 kV у свакој пресјечној етапи планског периода. За категорију „домаћинства” модел за прогнозу потрошње се састоји из следећих корака:

- утврђује се колика је потрошња електричне енергије за потребе гријања и за остале намјене по ТС X/0,4 kV, односно специфичне потрошње домаћинства по ТС X/0,4 kV,
- посебно се прогнозира развој специфичне потрошње за потребе гријања, а посебно развој специфичне потрошње за остале намјене,
- прогнозира се како ће се кретати број купаца по свакој ТС 110/X kV и ТС 35/X kV, односно ТС X/0,4 kV на основу података из прошлости,
- на бази добијених резултата утврђује се како ће се кретати укупна потрошња за потребе гријања и укупна потрошња за остале намјене по свакој ТС X/0,4 kV, односно укупна енергија у категорији „домаћинства” за сваку ТС X/0,4 kV.

Наведени кораци детаљно су описани у наредним поглављима, почев од прогнозе броја купаца.

4.4.1.1. Прогноза броја купаца

За потребе прогнозе броја купаца у категорији „домаћинства” анализирани су подаци о броју купаца који припадају одређеној зони, при чему зоне одговарају напојним ТС 110/X kV и ТС 35/X kV. На основу достављене базе података о купцима у категорији „домаћинства”, зависно од тога како се број купаца кретао у претходном периоду (анализиран је период 2018-2022. године), извршена је њихова прогноза у периоду 2022-2034. године. Добијени проценат пораста броја купаца по зонама је потом примјењен на све ТС X/0,4 kV које припадају датим зонама.

4.4.1.2. Утврђивање потрошње за гријање и остале намјене

Захваљујући чињеници да је постојећа база података допуњена тако да је за све купце дефинисано са које се ТС X/0,4 kV напајају, на располагању су били доступни и подаци о потрошњи по појединим ТС X/0,4 kV којима купци припадају.

Приликом анализа спроведених у оквиру студија дугорочног развоја мреже за сва електродистрибутивна подручја, код свих купаца код којих је извршена гасификација (гас користе за гријање), топлификација (прикључени на даљински систем гријања) или који користе чврста горива за гријање дошло се до закључка да је потрошња електричне енергије у вишој сезони до 25% већа од потрошње у нижој сезони. То је последица чињенице да се у вишој сезони нешто већа енергија користи за освјетљење (због краће обданице) и чињенице да је у оквиру ниже сезоне и вријеме годишњих одмора када је просјечна потрошња домаћинства значајно смањена. На основу изведених закључака, усвојена је



вриједност 1,25 за тзв. коефицијент енергије гријања и ово искуство пресликано је и у случају домаћинства у оквиру територије Републике Српске.

Након извршене расподјеле енергије по напојним ТС 10/0,4 kV и по сезонама, енергија за потребе гријања се израчунава као онај дио потрошње у вишој сезони који је изнад 125% потрошње у нижој сезони, а енергија за остале намјене се прорачунава као остатак до укупно утрошене енергије.

На основу прорачунате утрошене енергије домаћинства за гријање и за остале намјене по свакој од ТС X/0,4 kV, прорачунате су вриједности укупне енергије за гријање и за остале намјене такође по свакој ТС X/0,4 kV.

Пошто се располаже подацима о броју купаца за 2022. годину, израчунати су специфични параметри по свакој од ТС X/0,4 kV за 2022. годину: специфична енергија домаћинства за потребе гријања и специфична енергија домаћинства за остале намјене.

4.4.1.3. Прогноза специфичне и укупне енергије за гријање

За ТС X/0,4 kV на чијим подручјима постоји енергија за гријање прогнозиран је пораст специфичне енергије за потребе гријања од 0,5% на годишњем нивоу у нижој варијанти прогнозе, а 1% у вишој варијанти прогнозе. Потребно је напоменути да уколико се успостави паритет цијене електричне енергије и осталих енергената, за очекивати је да пораста уопште не буде, већ да се оствари пад потрошње електричне енергије за гријање. Овоме доприноси и увођење „блок тарифе” за купце из категорије „домаћинства”, која је у примјени од 1.1.2023. године. Такође, омогућавање купцима стицања статуса „купца-произвођача” ће утицати на мање потребе купаца за енергијом из дистрибутивне мреже. Међутим, кроз усвајање позитивне вриједности процента промјене специфичне енергије за гријање прави се резерва у прогнози, односно, могућност да планирана мрежа буде довољно робусна да прихвати оптерећење и нешто веће од оног које се реално очекује. Множењем прогнозиране специфичне енергије за потребе гријања и прогнозираног броја купаца у категорији „домаћинства” добија се укупна енергија гријања по ТС X/0,4 kV.

4.4.1.4. Прогноза специфичне и укупне енергије за остале намјене

Анализирајући податке о потрошњи појединих апарата, уз сагледавање нивоа економског развоја и поређењем корелације потрошње електричне енергије домаћинства за остале намјене са нивоом стандарда у Републици Српској и у развијеним земљама Западне Европе, усвојено је неколико претпоставки прогнозе специфичне енергије домаћинства за остале намјене:

- Специфична потрошња домаћинства за остале намјене ће се повећавати кроз вријеме и тежиће усвојеној вриједности тзв. енергији засићења. У зависности од остварене просјечне потрошње купаца у категорији „домаћинства” дефинисана су четири интервала којима припадају ТС X/0,4 kV. За сваки интервал дефинисана је енергија засићења посебно за вишу и посебно за нижу варијанту прогнозе;
- Раст специфичне потрошње за остале намјене се прорачунава по логаритамској кривој која зависи од претходне вриједности специфичне потрошње за остале намјене у свакој од пресјечних година. На тај начин су све зоне стављене у исту позицију у смислу прогнозе специфичне потрошње када она достигне одређену вриједност. Формула по којој ће бити рачунат пораст специфичне потрошње за остале намјене је следећа:



$$W_i = W_{i-1} \cdot e^{\frac{t \cdot \ln \frac{W_e}{W_{i-1}}}{C}} \quad (18)$$

W_{i-1} - специфична потрошња по купцу из категорије „домаћинства” у претходној просјечној години ($i-1$);

W_i - специфична потрошња у просјечној години (i);

t - број година између два просјечна периода;

C - број година за колико би се уз фиксни проценат пораста достигла гранична специфична потрошња W_e ;

W_e - усвојена гранична вриједност којој тежи пораст потрошње, односно енергија zasiћења ($W_e=9.000, 7.000, 5.000$ или 1.300 kWh/домаћинству у нижој варијанти прогнозе, односно $W_e=9.500, 7.500, 5.500$ или 1.500 kWh/домаћинству у вишој варијанти прогнозе).

- За одређени ниво специфичне потрошње у некој просјечној години израчунава се стопа пораста по којој би та специфична потрошња за C година достигла ниво W_e . По тој стопи се рачуна пораст специфичне потрошње до наредне просјечне године. Онда се за добијену специфичну потрошњу у наредној просјечној години поново прорачунава стопа пораста којом би се за C година од те просјечне године дошло до нивоа специфичне потрошње W_e . На тај начин се стално помјера тренутак достизања специфичне потрошње W_e за C година у будућности.

Као примјер на који начин је формирана процјена потреба за електричном енергијом за остале намјене за нижу варијанту прогнозе потрошње, у наредној табели је приказана просјечна потрошња домаћинства са три члана.



Табела 33. Укупне потребе за електричном енергијом за остале намјене у трочланом домаћинству за нижу варијанту прогнозе

Редни број	Електрични апарат или група апарата	Годишња потрошња (kWh)	Инсталисане снаге апарата или групе апарата (kW)	
1.	Електрични шпорет	1 200	10	
2.	Остали апарати за припрему хране	100	4	
3.	Машина за прање веша	600	2.3	
4.	Апарати за пеглање	200	2.4	
5.	Машина за прање посуђа	300	2.1	
6.	Апарати за сушење веша	200	1.5	
7.	Апарати за припрему топле воде I	1 700	Акумулациони 2	Проточни 18
	Апарати за припрему топле воде II		2	
8.	Фрижидер	150	0.09	
9.	Апарат за дубоко замрзавање	300	0.09	
10.	Апарати за чишћење стана	50	0.9	
11.	Апарати за информисање и разоноду	750	0.5	
12.	Апарати за личну хигијену	100	2	
13.	Освјетљење	100	1	
14.	Провјетравање	50	0.2	
15.	Климатизација	200	1.5	
16.	Допунско гријање	600	2	
	Укупно 1-16	7 000		

Укупна енергија купаца у категорији „домаћинства” за остале намјене по ТС X/0,4 kV у свакој од пресјечних година се добија као производ специфичне енергије за остале намјене и прогнозираног броја купаца.

4.4.1.5. Прогноза укупне потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства”

Укупна прогнозирана енергија у категорији „домаћинства” по ТС X/0.4 представља збир енергије за потребе гријања и енергије за остале намјене. Двије варијанте прогнозе, када је у питању категорија „домаћинства”, разликују се по слиједећим параметрима:

- по проценту раста енергије гријања (0,5% у нижој, а 1% годишње у вишој варијанти прогнозе),
- приликом прогнозе специфичне енергије за остале намјене коришћене су различите вриједности за тзв. енергију засићења (9.000, 7.000, 5.000 и 1.300 kWh /домаћинству у нижој, односно 9.500, 7.500, 5.500 и 1.500 kWh /домаћинству у вишој варијанти прогнозе),
- приликом прогнозе специфичне енергије за остале намене коришћена је различита вриједност за тзв. период засићења, односно број година за колико би се уз фиксни проценат пораста достигла гранична специфична потрошња W_e ($C=40$ у нижој



варијанти прогнозе, односно $C=30$ у вишој варијанти прогнозе).

4.4.1.6. Прогноза потрошње електричне енергије за остале купце

На основу базе података о осталим купцима, формирано је пет категорија потрошње за прогнозу електричне енергије: „директно прогнозирани купци”, „потрошња на 35 kV напону”, „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” , „остала потрошња на ниском напону” и „јавна расвета”.

Категорију „директно прогнозирани купци” чине купци који електричну енергију преузимају на напонским нивоима 35 kV, 20 kV, 10 kV, 6 kV и 0,4 kV и који су издвојени на бази годишње вршне снаге (изнад 500 kW) или утрошене електричне енергије на годишњем нивоу (имају потрошњу већу од 1.000.000 kWh годишње). Сви издвојени купци су појединачно третирани и прогнозирани на основу историје потрошње у последњих пет година уз уважавање информација о њиховим плановима, уколико се са истим располагало. У оквиру ове прогнозе дата је и прогноза за нове купце чија је појава у наредном периоду извесна. За купце чије потребе нису јасно дефинисане, већ за њих постоји најава кроз просторне урбанистичке планове, као што су радне и индустријске зоне, стамбено пословни комплекси итд, односно појединачни инвеститори који су се изјаснили о намјери инвестирања, али чији планови још увек нису детаљни, примјењена је методологија којом се реално процијенила њихова потреба за електричном енергијом. У случајевима када је позната врста дјелатности таквих купаца, њихове потребе за прорачун потребне снаге у будућности су сагледане кроз остварене потребе (снага/јединична површина) постојећих купаца из истих или сличних дјелатности. За радне и индустријске зоне чије дјелатности нису дефинисане у цјелости кроз урбанистичке и пословне планове, потреба за електричном енергијом је сагледана тако што су коришћени одговарајући примери из других дистрибутивних подручја у оквиру Републике Српске. На тај начин је формирана нижа варијанта прогнозе. Виша варијанта прогнозе добијена је тако што су максималне снаге по пресјечним етапама које су дефинисане у нижој варијанти прогнозе за сваког купца увећане за одређени проценат.

За остале издвојене групе потрошње су усвојене фиксне стопе промјене потрошње електричне енергије на годишњем нивоу, за сваку групу потрошње понаособ. Усвојене су различите вриједности годишњег процента раста за вишу, односно нижу варијанту прогнозе и то на основу тренда промјене потрошње електричне енергије у последњих неколико година.

4.4.1.7. Прогноза укупне потрошње електричне енергије

Укупна прогноза потрошње електричне енергије по ТС X/0,4 kV и мјерним местима X kV представља збир прогноза по појединим категоријама потрошње. У претходним поглављима је детаљно описано на који начин је прорачунато активно оптерећење за поједине категорије купаца. Реактивно оптерећење је израчунато на начин који је описан још у оквиру анализе постојећег стања.

За овако формирану прогнозу прорачунати су годишњи проценти промјене потрошње електричне енергије из етапе у етапу за сваку ТС X/0,4 kV, односно мјерно мјесто 35, 20, 10 kV и 6 kV. Ови проценти промјене примијењени су на моделована оптерећења у базној години и на овај начин су формирана оптерећења по свакој ТС X/0,4 kV, односно мјерном мјесту 35, 20, 10 kV и 6 kV, за сваку етапу перспективног периода.



4.5. Прогноза потрошње за ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

4.5.1. Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале формиране су Табела 34- Табела 36 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. године. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 34, као и просјечан годишњи проценат пораста за анализирани карактеристичне периоде приказани су у Табелаи 35. Из приказаних табела може се закључити слиједеће:

- У периоду 2008-2022. године присутан је пораст бруто испоручене електричне енергије од укупно 27,6% (просјечно годишње 1,75%). Најизраженији раст забиљежен је у последњих десет година (2012-2022. године) када је просјечна годишња стопа пораста износила 2,02%. Анализом структуре преузете енергије долази се до закључка да је највећи пораст остварен код преузимања енергије од извора прикључених на дистрибутивну мрежу. Наиме енергија преузета од дистрибуираних извора је у периоду 2008-2022. године повећана чак 2,5 пута, при чему је тренд раста био најизраженији у периоду 2012-2022. године и то са просјечном годишњом стопом пораста од чак 11,53%. У периоду 2016-2022. године биљежи се и испорука електричне енергије у преносну мрежу која је такође расла и то са просјечном годишњом стопом од чак 3,37%. Када је у питању нето испорука електричне енергије ситуација је слична, односно присутан је стални раст. У периоду 2008-2022. године биљежи се пораст од укупно 32,2% (просјечно годишње 2,01%), док је у периоду 2012-2022. године овај пораст још израженији и то са просјечном годишњом стопом од 2,2%.
- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на 35 kV напону” је незнатно порасла у 2022. години у односу на 2018. годину (укупно 44,12%). Највећи тренд пораста остварен у периоду након 2018. године. Просјечна годишња стопа пораста у поменутом периоду износила је 9,57%.
- Нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV” је протеклих 14 година остварила највећи пораст у односу на све остале категорије потрошње – 128,6% са просјечном годишњом стопом пораста од 6,08%. Сљедећа категорија, по нивоу пораста је „остала потрошња на ниском напону” са просјечном годишњом стопом пораста од 1,67%, „јавна расвета” која опада са годишњом стопом пораста од -0,06% и „домаћинства” са просечном годишњом стопом пораста од 1,28%.
- Када су у питању губици електричне енергије може се закључити да је у првих десет година анализираниг периода забиљежен евидентан тренд њиховог смањења од чак 14,13% у укупном износу (просјечна годишња стопа опадања 1,51%). Међутим у периоду након тога биљежи се пораст губитака електричне енергије са просјечном годишњом стопом пораста од око 3,87%.



Табела 34. Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале у периоду 2008-2022. године

Година	Бруто испорука (MWh)	Процент губитака	Нето испорука по категорији потрошње (MWh)					Укупна испорука (MWh)
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2008	311.182	14,36%	4.099	29.991	66.001	159.380	7.011	266.482
2009	306.266	12,75%	3.367	28.610	63.728	164.514	6.988	267.206
2010	307.639	11,78%	4.020	27.790	64.664	167.913	7.028	271.414
2011	320.516	13,65%	2.692	32.141	64.357	170.353	7.233	276.776
2012	324.888	12,74%	2.321	37.432	63.200	172.955	7.588	283.497
2013	325.070	11,96%	1.864	42.981	62.031	172.137	7.188	286.201
2014	324.881	10,72%	1.921	46.140	63.498	171.257	7.250	290.066
2015	340.037	10,52%	2.692	47.070	68.682	178.488	7.329	304.262
2016	346.716	10,49%	1.765	51.418	70.597	179.171	7.407	310.359
2017	350.683	10,75%	1.457	53.736	72.004	178.435	7.335	312.967
2018	350.099	9,31%	2.206	52.949	72.323	176.908	7.329	311.715
2019	359.559	10,40%	2.151	55.755	73.424	176.704	7.571	315.606
2020	371.212	10,56%	1.633	59.511	73.225	186.135	7.535	328.039
2021	386.347	9,76%	3.845	61.946	79.300	188.349	7.201	340.640
2022	396.969	9,70%	3.179	68.559	83.202	190.397	6.948	352.285

Табела 35. Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале у периоду 2008-2022. године

Година	Бруто испорука (MWh)	Губици	Нето испорука по категорији потрошње					Укупна испорука
			Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета	
2009/2008	-1,58%	-12,62%	-17,86%	-4,60%	-3,44%	3,22%	-0,34%	0,27%
2010/2009	0,45%	-7,26%	19,41%	-2,87%	1,47%	2,07%	0,57%	1,57%
2011/2010	4,19%	20,75%	-33,04%	15,66%	-0,47%	1,45%	2,93%	1,98%
2012/2011	1,36%	-5,37%	-13,77%	16,46%	-1,80%	1,53%	4,91%	2,43%
2013/2012	0,06%	-6,09%	-19,68%	14,82%	-1,85%	-0,47%	-5,28%	0,95%
2014/2013	-0,06%	-10,43%	3,02%	7,35%	2,36%	-0,51%	0,86%	1,35%
2015/2014	4,66%	2,76%	40,15%	2,02%	8,16%	4,22%	1,09%	4,89%
2016/2015	1,96%	1,63%	-34,42%	9,24%	2,79%	0,38%	1,07%	2,00%
2017/2016	1,14%	3,74%	-17,45%	4,51%	1,99%	-0,41%	-0,97%	0,84%
2018/2017	-0,17%	1,77%	51,35%	-1,46%	0,44%	-0,86%	-0,09%	-0,40%
2019/2018	2,70%	14,51%	-2,47%	5,30%	1,52%	-0,12%	3,31%	1,25%
2020/2019	3,24%	-1,77%	-24,08%	6,74%	-0,27%	5,34%	-0,48%	3,94%
2021/2020	4,08%	5,87%	135,40%	4,09%	8,30%	1,19%	-4,44%	3,84%
2022/2021	2,75%	-2,24%	-17,33%	10,68%	4,92%	1,09%	-3,51%	3,42%
2022/2008	1,75%	0,00%	-1,80%	6,08%	1,67%	1,28%	-0,06%	2,01%
2022/2012	2,02%	0,77%	3,19%	6,24%	2,79%	0,97%	-1%	2,20%



Табела 36. Структура нето испоручене електричне енергије на територији ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале у периоду 2008-2022. године

Година	Нето испорука по категорији потрошње				
	Потрошња на 35 kV напону	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	Остала потрошња на ниском напону	Домаћинства	Јавна расвета
2008	2%	11%	25%	60%	3%
2009	1%	11%	24%	62%	3%
2010	1%	10%	24%	62%	3%
2011	1%	12%	23%	62%	3%
2012	1%	13%	22%	61%	3%
2013	1%	15%	22%	60%	3%
2014	1%	16%	22%	59%	2%
2015	1%	15%	23%	59%	2%
2016	1%	17%	23%	58%	2%
2017	0%	17%	23%	57%	2%
2018	1%	17%	23%	57%	2%
2019	1%	18%	23%	56%	2%
2020	0%	18%	22%	57%	2%
2021	1%	18%	23%	55%	2%
2022	1%	19%	24%	54%	2%

У претходној табели приказана је структура нето испоручене електричне енергије на територији ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале по категоријама потрошње и напонском нивоу. Може се закључити да у периоду 2008-2022. године благо опада само учешће испоруке у категорији „домаћинства“ и незнатно у категорији „потрошња на 35 kV напону“. Присутан је пораст учешћа категорије „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV“, док се испорука у категорији „јавна расвета“ и „остала потрошња на ниском напону“ практично није ни промијенила у току разматраног периода. Најзначајнији удио у укупној испоруци електричне енергије, од чак преко 50%, заузима категорија „домаћинства“ и то током цијелог анализираног периода.

4.5.2. Прогноза потрошње електричне енергије

На основу базе података о купцима у категорији „домаћинства“, зависно од тога како се број купаца кретао у претходном периоду (2019-2022. године), извршена је прогноза броја купаца у периоду 2022-2034. године. Анализирајући добијене податке из базе уочен је благи пораст броја купаца у категорији „домаћинства“ са око 59.859 у 2019. години, односно око 63.410 у 2022. години. Када се анализира пораст броја купаца по припадности напојној ТС 110/X kV, односно ТС 35/10 kV може се примијетити да у неким дијеловима долази до благог повећања док у другим до смањења. Доминантан дио поменутог пораста остварен је на подручју ТЈ Пале, односно на Јахорини. На основу тако добијеног тренда прогнозиран је број купаца у 2034. години на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале на вредност од око 84.431. На основу прогнозираног броја купаца, прорачунате специфичне енергије за потребе гријања и остале намјене, прорачунате су вриједности укупне енергије за гријање и остале намјене, односно укупна енергија у категорији



„домаћинстава” за сваку ТС X/0,4 kV, и то и за нижу и за вишу варијанту прогнозе.

Прогноза потрошње електричне енергије по категоријама потрошње за дистрибутивно подручје ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале приказана је у наредној табели. Из приложене табеле се може уочити да укупан прогнозиран пораст потрошње електричне енергије у категорији „домаћинстава” на дистрибутивном подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале у нижој варијанти прогнозе износи 29,43% у периоду од 2022. до 2034. године (просечно годишње 2,17%), односно 35,53% у вишој варијанти прогнозе (просечно годишње 2,57%). То даље значи да укупна потрошња електричне енергије у овој категорији потрошње расте са вриједности 190 GWh у 2022. години на 245,8 GWh у 2034. години када је у питању нижа варијанта прогнозе. У вишој варијанти прогнозе потрошња електричне енергије „домаћинстава” расте до вриједности 257,4 GWh. У категорију „директно прогнозирани купци” сврстани су сви купци код којих је измјерена годишња вршна снага већа од 500 kW или је утрошена електрична енергија на годишњем нивоу већа од 1.000.000 kWh. Збирни резултати прогнозе потрошње за сваког купца из ове категорије потрошње, за нижу и вишу варијанту прогнозе, приказани су такође у Табела Укупна енергија ове категорије купаца, на дистрибутивном подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале, расте са вредности 47,2 GWh у 2022. години на 94,2 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе ова потрошња достиже износ од око 98,9 GWh. То значи да ће се потрошња електричне енергије „директно прогнозираних купаца” до краја перспективног периода увећати за укупно 99,57% (око 5,93% годишње) у нижој варијанти прогнозе, односно за 109,55% у вишој варијанти прогнозе (око 6,36% годишње).

У прогнози осталих категорија купаца (потрошња на 35 kV напону, потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV, остала потрошња на ниском напону и јавна расвета) усвојен је фиксни проценат промјене потрошње електричне енергије на годишњем нивоу. Вриједности процента раста су усвојене на основу анализе кретања потрошње ових категорија купаца у претходном периоду и њихова прогноза је спроведена по ТС X/0,4 kV. Када се анализирају остварени резултати у претходних четрнаест година, може се уочити да је реализован благи просјечни годишњи пораст који је у последње три до четири године најчешће знатно мањи. Укупна енергија свих анализираних категорија према приказаним резултатима прогнозе расте са 120,6 GWh у 2022. години на 130,2 GWh у 2034. години у нижој варијанти прогнозе, а у вишој варијанти прогнозе на вредност од 143,7 GWh. На основу тога слиједи да ће се укупна потрошња електричне енергије поменутих категорија купаца до краја перспективног периода повећати за 7,98% у нижој варијанти прогнозе, односно 19,15% у вишој варијанти прогнозе. Поређењем са оствареним вриједностима у претходном периоду може се закључити да су усвојени проценти раста у нижој варијанти прогнозе нешто нижи у односу на остварену стопу пораста у последњих пет година, а у вишој варијанти прогнозе нешто виши у односу на остварену стопу пораста у претходних четрнаест година.

У наредној табели је дат збирни приказ резултата прогнозе посебно за сваку од категорија потрошње, као и резултати укупне прогнозе и израчунати годишњи проценти пораста за нижу и вишу варијанту. Потребно је напоменути да су у поменутој табели приказане прорачунске енергије које одговарају нивоу ТС 110/X kV. На основу формиране прогнозе добијени су укупни годишњи проценти пораста потрошње електричне енергије на дистрибутивном подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале од 2,31% у нижој, односно



2,83% у вишој варијанти прогнозе. Такође, укупно оптерећење дистрибутивног подручја ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале на нивоу трансформације 110/Х kV, према приказаним резултатима, расте са вриједности 79,088 MW у 2022. години на вриједност 104,878 MW у 2034. години (просјечно годишње 2,38%) у нижој варијанти прогнозе. У вишој варијанти прогнозе оптерећење расте до 111,518 MW (просјечно годишње 2,90%).

Поређењем са резултатима оствареним у претходном периоду може се закључити да је нижа варијанта прогнозе близу нивоа пораста потрошње електричне енергије који је остварен у претходних десет година (2,38% у односу на 2,2%), а виша варијанта прогнозе је за 0,89 процентних поена изнад стопе пораста остварене у претходних четрнаест година (2,01%).

Табела 37. Збирни приказ резултата формираних прогноза потрошње електричне енергије и снаге на нивоу ТС 110/Х kV за територију ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале

Варијанта прогнозе/ Категорија потрошње		Укупна прорачунска активна енергија на нивоу ТС 110/Х kV (kWh)					Годишњи проценат раста (%)
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе	Директно прогнозирани кући	47.199.599	48.900.700	54.080.700	66.475.700	94.195.700	5,93%
	Потрошња на 35 kV напону	102.071	103.094	103.610	104.128	108.367	0,50%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	29.378.032	29.968.530	30.268.215	30.570.897	33.103.901	1,00%
	Остала потрошња на ниском напону	84.032.611	84.875.038	85.299.413	85.725.910	89.215.558	0,50%
	Домаћинства	189.896.240	203.675.136	207.246.198	210.897.655	245.779.124	2,17%
	Јавна расвета	7.067.529	7.181.062	7.238.511	7.296.419	7.776.676	0,80%
	УКУПНО:	357.676.082	374.703.560	384.236.647	401.070.709	470.179.326	2,31%
Виша варијанта прогнозе	Директно прогнозирани кући	47.199.599	49.389.707	55.162.314	68.469.971	98.905.485	6,36%
	Потрошња на 35 kV напону	102.071	103.711	104.541	105.377	112.313	0,80%
	Потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV	29.378.032	30.265.983	30.719.972	31.180.772	35.124.908	1,50%
	Остала потрошња на ниском напону	84.032.611	86.572.496	87.871.084	89.189.150	100.470.916	1,50%
	Домаћинства	189.896.240	205.397.844	209.807.257	214.298.004	257.367.194	2,57%
	Јавна расвета	7.067.529	7.209.587	7.281.683	7.354.499	7.963.869	1,00%
	УКУПНО:	357.676.082	378.939.327	390.946.850	410.597.774	499.944.686	2,83%
		Укупна активна снага на нивоу ТС 110/Х kV (MW)					
		2022	2024	2025	2026	2034	
Нижа варијанта прогнозе укупно:		79,088	83,054	85,314	89,112	104,878	2,38%
Виша варијанта прогнозе укупно:		79,088	84,014	86,810	91,227	111,518	2,90%

За формирану мрежу у етапи развоја до краја 2034. године извршена је анализа оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона (10 kV и 20 kV) који су приказани у Табели 38.



Табела 38. Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на крају 2034. године⁴

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
1	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Конструктор	4,324	0,167	3,71	6,266	10,38	9,95	4,14%
2	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Јаслице	1,442	0,022	1,52	2,828	10,38	10,2	1,73%
3	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Озренска	2,156	0,086	3,85	6,636	10,38	9,91	4,53%
4	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Иванићин	2,546	0,111	4,18	9,467	10,38	9,79	5,68%
5	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Спортска дворана	3,812	0,101	2,59	4,184	10,58	10,27	2,93%
6	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Тилава	1,883	0,024	1,27	27,238	10,58	10,36	2,08%
7	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Ламела	3,476	0,041	1,17	4,075	10,58	10,43	1,42%
8	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Младике	1,751	0,023	1,32	5,565	10,58	10,4	1,70%
9	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Дечанска 2	3,771	0,126	3,23	6,354	10,58	10,17	3,88%
10	ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20	Извод Језеро	3,288	0,121	3,55	8,866	10,58	10,02	5,29%
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20			28,449	0,822	2,81	81,479	10,58	9,79	7,47%
11	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Пале град 3	2,607	0,032	1,22	3,409	10,43	10,27	1,53%
12	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Ингал	0,845	0,001	0,07	0,615	10,43	10,42	0,10%
13	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Компес	2,353	0,079	3,23	14,29	10,43	10	4,12%
14	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Шип пилана	2,968	0,031	1,05	3,274	10,43	10,29	1,34%
15	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Криваче	1,248	0,004	0,33	3,895	10,43	10,35	0,77%
16	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Пале Коран	1,347	0,012	0,85	3,669	10,43	10,33	0,96%
17	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Фамос	0,02	0	0,01	1,38	10,43	10,43	0,00%
18	ТС 110/35/10 kV Пале	Извод Пале град 2	1,132	0,004	0,39	1,958	10,43	10,38	0,48%
ТС 110/35/10 kV Пале			12,52	0,163	1,29	32,49	10,43	10	4,12%
19	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Ауто база	0,058	0	0,02	1,327	10,56	10,56	0,00%
20	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Баре	1,296	0,002	0,17	2,307	10,56	10,54	0,19%
21	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Каљина	0,227	0	0,08	0,774	10,56	10,56	0,00%
22	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Ново Село	1,604	0,078	4,65	100,498	10,56	9,67	8,43%
23	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Пилана	0,192	0	0,02	0,388	10,56	10,56	0,00%
24	ТС 110/35/10 kV Соколац	Извод Соколац	2,627	0,111	4,06	95,581	10,56	9,83	6,91%
ТС 110/35/10 kV Соколац			6,004	0,191	3,08	200,875	10,56	9,67	8,43%
25	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Алхос	0,268	0,002	0,72	25,217	10,38	10,23	1,45%
26	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Жупа	0,806	0,012	1,53	43,356	10,38	10,14	2,31%
27	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Међеђа	0,425	0,009	2,1	55,072	10,38	10,03	3,37%
28	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Социјално	1,768	0,038	2,11	8,752	10,38	10,09	2,79%
29	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Добрун	1,084	0,044	3,87	31,427	10,38	9,7	6,55%
30	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Град	1,78	0,018	0,99	3,153	10,38	10,25	1,25%
31	ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	Извод Хидроелектрана	0,083	0	0,1	4,263	10,38	10,37	0,10%
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград			6,214	0,123	1,94	171,24	10,38	9,7	6,55%
32	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Фоча	0,035	0	0,04	1,34	10,34	10,34	0,00%
33	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Табаши	3,9	0,082	2,07	4,582	10,34	10,08	2,51%
34	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Трентиште	0,633	0,007	1,13	18,164	10,34	10,21	1,26%
35	ТС 110/35/10 kV Фоча	Извод Велечево	2,172	0,05	2,25	123,628	10,34	9,89	4,35%
ТС 110/35/10 kV Фоча			6,74	0,139	2,02	147,714	10,34	9,89	4,35%
36	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Козићи	0,334	0,005	1,49	41,197	10,41	10,19	2,11%
37	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Планиште	0,036	0	0	0,354	10,41	10,41	0,00%
38	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Сипос	1,084	0,022	1,95	10,085	10,41	10,18	2,21%
39	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Рудо	0,415	0	0,07	2,191	10,41	10,4	0,10%
40	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Конгес центар	1,85	0,011	0,61	4,694	10,41	10,32	0,86%
41	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Лагостина	0,17	0	0,06	1,033	10,41	10,4	0,10%
42	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Пилана сладара	0,622	0,008	1,22	25,069	10,41	10,22	1,83%
43	ТС 110/35/10 kV Рогатица	Извод Матино Брдо	0,15	0,001	0,49	38,263	10,41	10,35	0,58%
ТС 110/35/10 kV Рогатица			4,661	0,047	1,00	122,886	10,41	10,18	2,21%
44	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (20 kV)	Извод Творнице жпс 1 и 2	0,104	0	0,02	1,907	20,92	20,92	0,00%
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (20 kV)			0,104	0	0,00	1,907	20,92	20,92	0,00%
45	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Чајнице	0,676	0,026	3,71	26,462	10,44	9,96	4,60%
46	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Живојевићи	0,077	0	0,06	9,226	10,44	10,43	0,10%
47	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Град	0,092	0	0	0,069	10,44	10,44	0,00%
48	ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)	Извод Ковачи	1,11	0,013	1,19	27,378	10,44	10,2	2,30%
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (10 kV)			1,955	0,039	1,96	63,135	10,44	9,96	4,60%
49	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Хотел Бистрица	0,485	0	0,06	0,862	10,39	10,38	0,10%
50	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Огорјелица	0,195	0	0,06	2,048	10,39	10,38	0,10%
51	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Вучко	1,589	0,006	0,35	1,934	10,39	10,34	0,48%
52	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Рајска долина	0,814	0,003	0,31	4,331	10,39	10,35	0,38%
53	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Гондола 3	1,174	0,005	0,43	3,097	10,39	10,34	0,48%
54	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Шестосјед Трново - Обућина барс 1	2,449	0,049	1,95	4,387	10,39	10,16	2,21%
55	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Балванште	1,532	0,02	1,28	3,408	10,39	10,25	1,35%
56	ТС 35/10 kV Јахорина	Извод Пумпна станица	0,28	0	0,18	2,864	10,39	10,37	0,19%
ТС 35/10 kV Јахорина			8,518	0,083	0,97	22,931	10,39	10,16	2,21%

⁴ Црвена поља у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН изнад 5%, а жута од 3% до 5%. Црвена поља у колони са процентуалним падом напона означавају изводе са падом напона већим од 10%, а жута изводе са падом напона од 7% до 10%.



Табела 38. (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на крају 2034. године⁵

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губитци активне снаге на изводу (MW)	Процент губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максимални напон на изводу (kV)	Минимални напон на изводу (kV)	Процентуални пад напона на изводу (%)
57	ТС 35/10 kV Коран	Извод Стамболчић	0,4	0,001	0,3	4,614	10,43	10,39	0,38%
58	ТС 35/10 kV Коран	Извод Требевих	0,857	0,045	4,94	22,639	10,43	9,73	6,71%
59	ТС 35/10 kV Коран	Извод Коран 1	0,145	0	0,02	0,598	10,43	10,43	0,00%
	ТС 35/10 kV Коран		1,402	0,046	3,18	27,851	10,43	9,73	6,71%
60	ТС 35/10 kV Хреша	Извод Вучја Лука	0,591	0,015	2,47	18,674	10,09	9,78	3,07%
61	ТС 35/10 kV Хреша	Извод Лапишница	0,491	0,014	2,68	6,396	10,09	9,88	2,08%
62	ТС 35/10 kV Хреша	Извод Булози	0,422	0,005	1,12	18,087	10,09	9,94	1,49%
	ТС 35/10 kV Хреша		1,504	0,034	2,21	43,157	10,09	9,78	3,07%
63	ТС 35/10 kV Соколац	Извод Данила Ђокића	0,356	0	0,03	0,305	10,63	10,62	0,09%
64	ТС 35/10 kV Соколац	Извод Жљебови	2,783	0,054	1,92	28,069	10,63	10,08	5,17%
	ТС 35/10 kV Соколац		3,139	0,054	1,69	28,374	10,63	10,08	5,17%
65	ТС 35/10 kV Борике	Извод Стара Гора	0,037	0	0,1	9,89	10,4	10,39	0,10%
66	ТС 35/10 kV Борике	Извод Пешурић	0,099	0	0,31	22,451	10,4	10,36	0,38%
67	ТС 35/10 kV Борике	Извод Жепа Сјевереко	0,197	0,002	0,89	39,59	10,4	10,3	0,96%
68	ТС 35/10 kV Борике	Извод Шетић	0,028	0	0,14	12,301	10,4	10,39	0,10%
	ТС 35/10 kV Борике		0,361	0,002	0,55	84,232	10,4	10,3	0,96%
69	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Полимка	0,046	0	0	0,357	10,5	10,5	0,00%
70	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Рудо град	0,628	0,001	0,15	6,365	10,5	10,48	0,19%
71	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Увац	0,267	0,004	1,32	16,575	10,5	10,33	1,62%
72	ТС 35/10 kV Гојава Рудо	Извод Стргачина	0,291	0,002	0,6	49,179	10,5	10,39	1,05%
	ТС 35/10 kV Гојава Рудо		1,232	0,007	0,56	72,476	10,5	10,33	1,62%
73	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Грлица	0,7	0,004	0,5	2,502	10,43	10,36	0,67%
74	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Касиндо	0,192	0,001	0,35	5,973	10,43	10,38	0,48%
75	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Лукавица	1,662	0,027	1,58	6,061	10,43	10,18	2,40%
76	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Крупац	0,536	0,003	0,47	4,282	10,43	10,36	0,67%
77	ТС 35/10 kV Војковићи	Извод Накло	0,425	0,001	0,12	1,147	10,43	10,41	0,19%
	ТС 35/10 kV Војковићи		3,515	0,036	1,01	19,965	10,43	10,18	2,40%
78	ТС 35/10 kV Богатићи	Извод Брана	0,069	0	0,11	3,623	10,45	10,43	0,19%
79	ТС 35/10 kV Богатићи	Извод Кијево	0,291	0,002	0,63	8,749	10,45	10,36	0,86%
	ТС 35/10 kV Богатићи		0,36	0,002	0,55	12,372	10,45	10,36	0,86%
80	ТС 35/10 kV Трново	Извод Трново 4	0,483	0,001	0,17	8,073	10,43	10,39	0,38%
81	ТС 35/10 kV Трново	Извод Преднојница	0,03	0	0,01	0,251	10,43	10,43	0,00%
82	ТС 35/10 kV Трново	Извод Миље	0,003	0	0,03	2,591	10,43	10,43	0,00%
	ТС 35/10 kV Трново		0,516	0,001	0,19	10,915	10,43	10,39	0,38%
83	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Бољановићи	0,008	0	0,08	4,398	10,22	10,22	0,00%
84	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Мусић	0,009	0	0,16	5,667	10,22	10,22	0,00%
85	ТС 35/10 kV Добро Поље	Извод Варош	0,005	0	0,02	5,243	10,22	10,22	0,00%
	ТС 35/10 kV Добро Поље		0,022	0	0,00	15,308	10,22	10,22	0,00%
86	ТС 35/10 kV Јажичи	Извод Калиновић	0,426	0,003	0,81	5,079	10,32	10,22	0,97%
87	ТС 35/10 kV Јажичи	Извод Влахоље Улог	0,126	0,001	0,7	39,7	10,32	10,21	1,07%
88	ТС 35/10 kV Јажичи	Извод Миљевина	0,056	0	0,06	11,731	10,32	10,31	0,10%
89	ТС 35/10 kV Јажичи	Извод Пилана	0,051	0	0,01	0,454	10,32	10,32	0,00%
	ТС 35/10 kV Јажичи		0,659	0,004	0,60	56,964	10,32	10,21	1,07%
90	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Која Лука	0,038	0	0,16	25,491	10,46	10,45	0,10%
91	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Калиновић	0,274	0,001	0,4	29,941	10,46	10,41	0,48%
92	ТС 35/10 kV Миљевина	Извод Мермерана	0,01	0	0	1,315	10,46	10,46	0,00%
	ТС 35/10 kV Миљевина		0,322	0,001	0,31	56,747	10,46	10,41	0,48%
93	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Центар	0,887	0,002	0,26	1,44	10,48	10,45	0,29%
94	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Болница	0,235	0,001	0,25	4,112	10,48	10,45	0,29%
95	ТС 35/10 kV Фоча	Извод Дуванска	1,253	0,006	0,46	29,068	10,48	10,33	1,43%
	ТС 35/10 kV Фоча		2,375	0,009	0,38	34,62	10,48	10,33	1,43%
96	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Насеље	0,17	0	0,29	18,829	10,31	10,27	0,39%
97	ТС 35/10 kV Бук Бијела	Извод Трентиште	0,288	0,004	1,53	45,204	10,31	10,15	1,55%
	ТС 35/10 kV Бук Бијела		0,458	0,004	0,87	64,033	10,31	10,15	1,55%
98	ТС 35/10 kV Луке Чајничке	Извод Миљено	0,178	0	0,16	11,171	10,46	10,43	0,29%
99	ТС 35/10 kV Луке Чајничке	Извод Стакорина	0,108	0	0	0,176	10,46	10,46	0,00%
100	ТС 35/10 kV Луке Чајничке	Извод Борајно	0,007	0	0,01	2,88	10,46	10,46	0,00%
101	ТС 35/10 kV Луке Чајничке	Извод Чајничке	1,025	0,015	1,48	35,583	10,46	10,2	2,49%
	ТС 35/10 kV Луке Чајничке		1,318	0,015	1,13	49,81	10,46	10,2	2,49%
102	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Творница паркета	0,499	0,001	0,1	1,952	10,35	10,34	0,10%
103	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Прача	0,065	0	0,1	6,085	10,35	10,34	0,10%
104	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Подграб	0,225	0,002	1,02	19,987	10,35	10,21	1,35%
105	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Боговић	0,081	0	0,25	31,821	10,35	10,31	0,39%
106	ТС 35/10 kV Подграб	Извод Врхпрача	0,111	0	0,21	12,537	10,35	10,32	0,29%
	ТС 35/10 kV Подграб		0,981	0,003	0,30	72,382	10,35	10,21	1,35%
107	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Гумитехника	0,393	0,001	0,15	1,098	10,19	10,17	0,20%
108	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Јањино Брдо	0,707	0,001	0,09	3,449	10,19	10,17	0,20%
109	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Кадина Село	0,663	0,003	0,47	10,813	10,19	10,07	1,18%
110	ТС 35/10 kV Мокро	Извод Сумбуловац	1,006	0,019	1,82	20,14	10,19	9,9	2,85%
	ТС 35/10 kV Мокро		2,769	0,024	0,86	35,5	10,19	9,9	2,85%
111	ТС 110/35/10 kV Јахорина	Извод Galens invest д.о.о.	4,665	0,049	1,04	0,85	10,42	10,31	1,06%
	ТС 110/35/10 kV Јахорина		4,665	0,049	1,04	0,85	10,42	10,31	1,06%
	Укупно		100,763	1,898	1,85	1530,21		9,67	

⁵ Црвена поља у колони са процентом губитака означавају изводе код којих је проценат губитака у мрежи СН изнад 5%, а жута од 3% до 5%. Црвена поља у колони са процентуалним падом напона означавају изводе са падом напона већим од 10%, а жута изводе са падом напона од 7% до 10%.



У Табели 39. је дат преглед планираних повећања инсталисаних капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електродистрибуције Пале.

Табела 39. Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на подручју Електродистрибуције Пале⁶

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 110/20/10 kV Горажде 2 (Копачи)	110/20/10	20/20/14	20/20/14	1988
	110/20/10	/	20/20/14	2034
ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 (Лукавица)	110/35/10	20/14/20	40/27/40	2034
	110/35/10	20/14/20	40/27/40	2034
ТС 110/35/10 kV Соколац	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1980
	110/35/10	/	20/14/20	2034
ТС 110/35/10 kV Пале	110/35/10	20/14/20	20/14/20	2018
	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1979
ТС 110/35/10 kV Јахорина	110/35/10	/	20/14/20	2034
	110/35/10	/	20/14/20	2034
ТС 110/35/10 kV Рогатица	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1980
	35/10	8	8	2034
ТС 110/35/10 kV Фоча	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1981
	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1981
ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград	110/35/10	20/14/20	20/14/20	1979
ТС 35/10 kV Соколац	35/10	2,5	4	2024
	35/10	/	4	2034
ТС 35/10 kV Мокро	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
ТС 35/10 kV Хреша	35/10	4	4	1999
	35/10	/	4	2034
ТС 35/10 kV Енергоинвест	35/10	1,6	1,6	1974
ТС 35/10 kV Војковићи	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
ТС 35/10 kV Подграб	35/10	2,5	2,5	2034
ТС 35/10 kV Миљевина	35/10	2,5	2,5	2034
	35/10	/	2,5	2034
ТС 35/10 kV Луке Чајниче	35/10	2,5	2,5	2034
ТС 35/10 kV Коран	35/10	4	4	1999
	35/10	4	4	2034
ТС 35/10 kV Јажићи	35/10	4	4	2034
	35/20	/	2,5	2034

⁶ Зеленом бојом су означене нове ТС 110/X kV, нови трансформатори 35/10 kV у постојећим ТС и трансформатори 35/10 kV чија се замена предлаже због дотрајалости.



Табела 39. (наставак): Преглед капацитета у трансформацији 110/Х kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на подручју Електродистрибуције Пале⁷

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
ТС 35/10 kV Јахорина	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2023
ТС 35/10 kV Гојава Рудо	35/10	2,5	2,5	2034
	35/10	1,6	2,5	2034
ТС 35/10 kV Фоча	35/10	4	4	2034
	35/10	4	4	2034
ТС 35/10 kV Добро Поље	35/10	2,5	2,5	2034
ТС 35/10 kV Бук Бијела	35/10	2,5	2,5	2034
ТС 35/10 kV Богатићи	35/10	2,5	2,5	2034
	35/10	/	2,5	2034
ТС 35/10 kV Борике	35/10	1,6	2,5	2034
	35/10	/	2,5	2034
ТС 35/10 kV Трново	35/10	2,5	2,5	2034
Укупно инсталисано у трансформацији 110/Х kV		200	320	/
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		91,3	112,6	

4.6. Аутоматизација и модернизација дистрибутивне мреже по дубини

Дистрибутивна мрежа се може сматрати стратешком инфраструктуром, која без додатних улагања с циљем подизања њене погонске спремности и нужног осавремењавања које ће утицати на подизање ефикасности, неће моћи одговорити захтјевима.

Средњенапонске мреже за дистрибуцију електричне енергије заузимају велика подручја и као такве подложне су утицају различитих временских прилика које могу узроковати различита кварна стања. У случају настанка квара велики број потрошача

⁷ Зеленом бојом су означене нове ТС 110/Х kV, нови трансформатори 35/10 kV у постојећим ТС и трансформатори 35/10 kV чија се замена предлаже због дотрајалости.



(корисника ел. енергије) остаје без напајања дужи временски период што узрокује велике штете за привреду. У неаутоматизованом дистрибутивном систему при настанку квара заштитни уређаји у напојној трансформаторској станици искључују цијело водно поље са великим бројем трафостаница СН/НН, а самим тим и велики број потрошача остаје без напајања електричном енергијом.

Штетан ефекат непланираних прекида напајања може се смањити коришћењем даљински управљаних уређаја за искључење у надземној средњенапонској мрежи и даљински управљаних СН склопних блокова у подземној кабловској мрежи, односно 10(20)/0,4 kV трансформаторске станице, чиме се смањује број корисника без струје, вријеме потребно за лоцирање квара и вријеме и количина неиспоручене електричне енергије.

У случају планираних нестанка електричне енергије, коришћењем наведених технолошких решења, дио надземног или подземног кабла (дистрибутивне мреже) може се брже искључити, чиме се смањује неповољан ефекат застоја, односно искључује само потребан број корисника мреже. Процјењује се да се примјеном савремених технологија може постићи смањење застоја на линијама за 25-30% у односу на претходну ситуацију, што представља значајан корак ка побољшању поузданости и квалитета испоруке електричне енергије.

Аутоматизација средњенапонске мреже подразумијева:

- Даљински управљиве раставне уређаје у надземној мрежи и
- Даљински управљиве интегрисане СН блокове у трансформаторским станицама 10(20)/0,4 kV.

Употребом даљински управљивих раставних уређаја може се смањити неповољни учинак на начин да се смањи број корисника без напајања, вријеме потребно за лоцирање квара је мање, а самим тим мања је и количина неиспоручене енергије.

Такођер, код планираних прекида напајања употребом наведених технолошких рјешења може се брже искључити дио надземног или подземног кабла.

Увођење аутоматизације и модернизације дистрибутивне мреже директно утиче на планове улагања и чине знатан удио потребних годишњих улагања ОДС-а.

4.7. SCADA/DMS/OMS

Преостале активности за имплементацију комплетног пројекта SCADA/DMS/OMS система које су обавезе нашег предузећа се дијеле на три цјелине:

1. Аутоматизација електроенергетских објеката 35/10 kV - Преосталих 11 трафостаница 35/10 kV.
2. Повезивање електроенергетских објеката (ЕЕО) у телекомуникациону мрежу.
У сљедећем периоду ћемо интензивирати напоре како би обезбиједили везу са комуникационим портovima у ТС 110/x kV, односно повезали седам (7) напојних



трафостаница 110/x kV у власништву компаније Електропренос БиХ у наш SCADA систем.

3. Моделовање мреже (SCADA/DMS подаци)

Константно се врше ажурирања на тренутна стања електроенергетске мреже за SCADA систем, те ажурирање стања нових сигнала и команди из диспечерског центра TS 35/10 kV. Такође, по успостављању телекомуникационих веза са ТС 110/x kV у власништву Електропренос БиХ, сљедећи корак је повезивање истих у SCADA систем и добијање сигнала које нам уступи „Електропренос“ БиХ.

Својим снагама вршимо обуку расположивих радника за рад на систему, па се надамо да ће и процес уноса података на систем бити бржи.

У наредном периоду треба наставити са улагањима у системе управљања и предвидјети одговарајуће развојне активности како би се створили технолошки савремени системи који ће моћи да одговоре изазовима које ће им представљати новонастало окружење.

4.8. Улагања у електроенергетске објекте напонског нивоа 0,4 kV

Основне смјернице за развој објеката напонског нивоа 0,4 kV у наредном периоду су:

- интерполација ТС СН/НН kV са трансформаторима веће инсталисане снаге у кабловским мрежама високо урбанизованих средина;
- уградња ТС 10(20)/0,4 kV са трансформаторима мале називне снаге у циљу скраћења нисконапонског излаза и санације мреже због побољшања напонских прилика у руралним подручјима;
- замена дотрајалих НН водова малог пресека, са акцентом на замену водова са неизолованим проводницима са самоносивим кабловским сноповима (СКС)

4.8.1. Изградња нових 0,4 kV водова

Изградња нисконапонске мреже планирана је у складу са проширењем насеља и са интерполацијом нових трансформаторских станица. Значајан дио улагања у мрежу биће санација због побољшања напонских прилика и замјене непоузданих неизолованих проводника и дрвених стубова СКС-ом и бетонским стубовима.

Нова нисконапонска мрежа гради се претежно због преоптерећења мреже, лошег стања опреме и старости, а ради сигурности снабдијевања, поузданости и побољшања квалитета напона.

- Надземна нисконапонска мрежа

Највећи дио надземне НН мреже је изведен водом типа СКС (самоносиви кабловски снап) пресека 70 mm² и 35 mm² или неизолованим проводницима пресека 35/6 mm² и 25/4 mm².

Потребно је у наредном периоду спровести систематску замјену неизолованих проводника у циљу унапређења безбједности и поузданости мреже. Поред замјене неизолованих проводника са СКС, наставиће се и радови на замјени проводника малих пресека, чиме се додатно побољшавају напонске прилике на НН мрежи и смањују



технички губици.

Највећи удио нисконапонске надземне мреже (са прикључцима) је изведено на бетонским стубовима (70%).

- Нисконапонски подземни каблови

У будућем периоду процјењује се да ће услови прикључења на дистрибутивну мрежу захтијевати да се реконструкције постојећих и изградња нових НН мрежа често изводи подземним кабловима. Основни разлози за избор поменутог техничког решења односе се на развој урбане инфраструктуре и тешкоће проналажења нових коридора за надземне водове.

- Нисконапонски прикључци

Укупна дужина нисконапонских прикључака је 815 km. Надземни нисконапонски прикључци су највише изведени СКС-ом (727 km) те кабловски (86 km). Ако се упореде кабловски и надземни нисконапонски прикључци, највише има надземних и то око 90% у укупном учешћу прикључака.

4.8.2. Реконструкција и ревитализација водова 0,4 kV

Реконструкција НН мреже се углавном односи на замјену проводника малих пресека са СКС-ом већих пресека. Ријеч је о великим инвестиционим захватима и дуготрајном процесу, посебно на руралним подручјима, где је значајан дио проводника на кровним носачима, који ће на крају морати да буду замијењени. Главни разлози реконструкције и ревитализације НН мреже су дотрајала опрема, лоше стање опреме и квалитет напона.

4.8.3. Реконструкције и ревитализације прикључака

На темељу законске обавезе усклађивања стања прикључака и обрачунских мјерних мјеста у односу на одредбе Општих услова за испоруку и снабдијевање електричном енергијом (Општи услови), ОДС проводи контроле прикључака и обрачунских мјерних мјеста (у даљњем тексту ОММ) ради прикупљања техничких података о њиховом стању и изведби.

ОММ је мјесто на којем се мјере тарифни елементи прописани важећим Тарифним ставовима ради обрачуна, али које је уједно и мјесто предаје/преузимања и граница надлежности ОДС и корисника мреже.

У складу са Општим условима, опрема, објекти и постројења која су дио дистрибутивне мреже, укључујући и прикључке те мјерну опрему на ОММ-има, су у надлежности ОДС. Наведено значи да је ОДС одговоран за исправност и поузданост све опреме до укључиво ОММ- а, без обзира на власништво. Због тога ОДС континуирано ради на усклађењу прикључака с важећим прописима. Према важећем Правилнику о врстама мјерила за која је обавезна верификација, а у складу са Законом о метрологији Републике Српске реализују се периодичне замјене мјерних уређаја на ОММ. Приликом замјена, зависно од расположивих количина мјерних уређаја, планираних инвестиција и осталих оперативних критеријума на дио ОММ се постављају нови мјерни уређаји.

Санација и реконструкција ОММ и прикључака као и повећање броја мјерних уређаја интегрисаних у АММ систем су саставни дио мјера које служе за остварење циља



смањења губитака електричне енергије и повећања енергетске ефикасности дистрибутивне мреже.

Подаци прикупљени на темељу контроле прикључака и ОММ користе се за израду планова уређења прикључака и обрачунских мјерних мјеста зависно о хитности. За потребе инвестиционих улагања у идућој години надлежне организационе јединице Предузећа израђују инвестиционе планове реализације активности.

4.8.4. Улагања у мјерне уређаје, секундарне системе и развој

ОДС је надлежан за мјерење преузете и испоручене електричне енергије у дистрибутивном систему те доставу мјерних података свим тржишним учесницима. Мјерна опрема на обрачунском мјерном мјесту власништво је ОДС-а и исти ју је дужан одржавати и овјеравати о свом трошку. ОДС за свако обрачунско мјерно мјесто одређује техничке карактеристике мјерних уређаја и остале мјерне опреме, мјесто и начин уградње.

Улога и одговорност ОДС-а у дијелу мјерења је дефинисана законским, подзаконским прописима и директивама ЕУ, Општим условима за испоруку и снабдијевање електричном енергијом, Законом о електричној енергији, Законом о метрологији Републике Српске, Правилником о врстама мјерила за која је обавезна верификација.

Два одвојена скупа обавеза у наредном раздобљу ће захтијевати значајна улагања у мјерне уређаје и систем за прикупљање и обраду мјерних и контролних података:

- Опремање мјерних мјеста због одржавања и занављања мјерне опреме;
 - Проширивање полигона за даљинско читавање и увођење напредних мјерних уређаја.
- **Улагања у мјерне уређаје**

Важећи тарифни ставови и Општи услови за испоруку и снабдијевање електричном енергијом од фебруара 2022. године дефинишу обавезу ОДС-а да о свом трошку опреми:

- Постојећа обрачунска мјерна мјеста (ОММ) крајњег купца с прикључном снагом већом од 22 kW, произвођача те активног купца бројилом које омогућује и мјерење снаге и реактивне енергије;
- Постојећа ОММ крајњег купца из категорије остала потрошња с прикључном снагом до укључиво 22 kW бројилом које омогућује и мјерење реактивне енергије;
- Што већи број постојећих ОММ крајњег купца из категорије домаћинства с прикључном снагом до укључиво 22 kW бројилом с даљинским читањем;
- Прозјумерска мјерна мјеста.

Такођер, оператор дистрибутивног система дужан је код набавке нових бројила, за опремање ОММ крајњег купца с прикључном снагом до укључиво 22 kW, набављати само напредна бројила.

Други скуп обавеза, у вези с увођењем напредних мјерних уређаја и система за њихово умрежавање, дефинисан је Законом о електричној енергији.

Раније наведеним прописима пред ОДС је стављена обавеза увођења даљинског читања. При планирању ових активности треба узети у обзир:



- У раздобљу од наредних 6 година треба опремити велик број ОММ бројилима с даљинским читањем (минимално 40%), што је велики финансијски и организациони изазов за ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале обзиром на разруђеност територије коју покрива;
- Потребне за редовном замјеном бројила нису линеарне па ради ефикасније реализације (избјегавања двоструке замјене бројила на одређеним ОММ у кратком временском раздобљу) треба координисати активности редовне замјене с увођењем даљинског читања.

Наведене обавезе директно утичу на планове улагања и чине знатан удио потребних годишњих улагања ОДС-а.

Током 2024. године настављена је реализација сложеног вишегодишњег пројекта модернизације дистрибутивне мреже с циљем опремања 40% обрачунских мјерних мјеста корисника мреже напредним бројилима до краја 2030. године.

Уградњом напредних бројила унапрјеђују се различити процеси: од обрачуна, привремене обуставе и успоставе испоруке електричне енергије до контроле прекорачења прикључне снаге, несиметрије потрошње, контроле рада обрачунског мјерног мјеста те утврђивање неовлаштене потрошње енергије.

- **Овјеравање мјерне опреме**

Мјерила која морају имати валидну овјеру су бројила електричне енергије која се користе у дистрибутивној мрежи како би се на основу њиховог мјерења могао издати рачун.

Напонски и струјни мјерни трансформатори морају имати прву овјеру (код уградње) и није обавезно поновно периодичко, редовно овјеравање.

Највећи посао редовног овјеравања везан је за бројила електричне енергије. Раздобља периодичне овјере за поједина законита бројила електричне енергије су дефинисана у складу с Правилником о врстама мјерила за која је обавезна верификација:

- а) Директна и полуиндиректна бројила електричне енергије – 12 година
- б) Индиректна бројила електричне енергије – 6 година.

У правилу се бројила овјеравају на начин да се из мреже демантирају сва бројила којима је истекао рок верификације и одмах се уграђују верификована бројила, а демантирана бројила иду на сервис и испитну провјеру. Верификују се искључиво бројила која су задовољила иситивања.

- **Припрема бројила за предају на испитивање и обнављање верификације-трогодишњи план**

Послије реструктурирања ЕРС-а Служба за управљање мјерним уређајима и развој има улогу овлаштеног сервиса за припрему законитих мјерила у поступку овјеравања, као и задатак за припрему напредних бројила у поступку интеграције истих у постојећи систем даљинског читавања бројила с циљем омогућавања изградње напредне мјерне инфраструктуре.

Проширење задатака и обима посла наведене Службе захтијева улагања у нову опрему прилагођену напредним бројилима и едукацију радника у наведеним пословним



процесима.

Активности у вези с улогом Службе се односе, између осталог на:

- улазне контроле електронских напредних бројила с могућношћу даљинског читавања,
- активности провјера за комуникацијски дио бројила и напредне мјерне инфраструктуре у Лабораторију Службе,
- активности везане за припрему интеграције бројила за даљинско читавање и напредне мјерне инфраструктуре у рачунарски систем,
- припрему свих бројила за предају Контролном тијелу на испитивање.

У складу с тим, планира се улагање у набавку додатне рачунарске и комуникационе опреме за опремање лабораторије у Служби.

- **Улагања у развој система за прикупљање и обраду мјерних и контролних података-десетогодишњи план**

Напредна мјерна инфраструктура је интегрисани систем напредних бројила, комуникационе мреже и система за надзор напредних бројила и управљање мјерним подацима којом се омогућава двосмјерна комуникацију између даваоца услуга и купаца.

Платформа за надзор и оперативан рад с напредном мјерном инфраструктуром и управљање мјерним подацима с уграђеним сигурносним процедурама обухваћа:

- Систем за управљање мјерним подацима (енгл. Meter Data Management, даље: MDM) – комплетна рачунарска и програмска опрема која управља прикупљањем мјерних података из бројила унутар напредне мјерне инфраструктуре, врши њихово спремање и обраду те уједно чини интерфејс према системима разних произвођача, пословним системима у којима се врши обрачун те осталим системима који су неопходни ради прибављања потребних матичних података за рад или просљеђивања мјерних података;
- Систем за управљање мјерне инфраструктуре (енгл. Metering Operation Center, даље: МОЦ) – директно је везан за МДМ, а користи се за надзор мјерне инфраструктуре и процеса који се одвијају, надзор догађаја и аларма те извођење масовних операција у мјерној инфраструктури;
- Систем за заштиту комуникације с напредним бројилима (енгл. Key Management System, даље: KMS) – директно везан уз МДМ те обухваћа сву рачунарску и програмску опрему која се користи за управљање и вођење животног циклуса кључева, управљање сертификатима те провођење потребних криптографских функција те доприноса осигурању cjеловитог рјешења сигурности комуникације у комплетном систему напредне мјерне инфраструктуре.

Формирање таквог система је дугорочан циљ ОДС-а.

- **Смјернице за улагање**

Осим обавеза произашлих из законских одредби везаних за увођење напредних бројила, током реализације пројекта потребно је задовољити и рокове замјене бројила због редовне верификације у складу са законима из подручја мјеритељства. С обзиром да се тренутно ОДС налази у раздобљу у коме виши приоритет имају замјене бројила којима истиче законски рок верификације, потребно ће бити планирати веће износе за улагања у



набавку бројила.

Планови уградње напредних бројила ће се периодично радити у складу са приоритетима обрачунских мјерних мјеста категорије остала потрошња с потпуном замјеном до краја 2030. године и обрачунских мјерних мјеста на којима су извршене процјене потрошње ради немогућности читања мјерних уређаја у посљедњих шест (6) обрачунских периода и обрачунских мјерних мјеста код којих је у задњих годину дана извршено искључење најмање два (3) пута.

Дефинисана су подручја стратешког улагања у мјерну инфраструктуру (I, II, III, IV):

(I) Замјена бројила и мјерних трансформатора на обрачунским мјерним мјестима

- Набавка бројила за замјену постојећих бројила на обрачунским мјерним мјестима категорије домаћинства и остала потрошња у складу с Општим условима и Планом замјена због технолошке застарјелости, неисправности и истека животног вијека постојећих бројила.
- Набавка струјних мјерних трансформатора за обрачунска мјерна мјеста у полуиндиректном и индиректном мјерењу ради неисправности и истека животног вијека.
- Реализација инвестиционих пројеката за интеграцију у постојећи АММ.
- Реализација пилот пројеката због тестирања нових комуникационих технологија у напредној инфраструктури мјерења.

(II) Развој система даљинског читавања бројила

Законске обавезе модернизације технологије мјерења, прикупљања и обраде мјерних података, надоградње, унапрјеђења и одржавања система за даљинско читавање бројила и њихово умрежавање, одржавање G3/G4 PLC комуникацијске мреже, набавка и уградња G3/G4 PLC концентратора, уградња филтера за блокирање сметњи у G3 PLC комуникацији, унапрјеђење читања уградњом LTE комуникатора, анализа и управљање мјерним подацима те утврђивање неовлаштене потрошње електричне енергије.

(III) Унапрјеђење процеса с мјерним уређајима и мјерним подацима

Ова врста улагања циља на убрзање пословних процеса, смањење трошкова и побољшање пословних резултата, али и на унапређење тржишта електричне енергије укључивањем еволуције од једноставних крајњих корисника мреже преко корисника с властитом производњом до флексибилног корисника с властитом производњом.

Дигитална трансформација пословања увођењем платформе за зајимљавање читања послатих од напредних бројила, система за управљање мјерним подацима из центра за управљање бројилима те подизање степена заштите од неовлаштеност приступа и злоупотребе физичким и посредством различитих комуникацијских канала. Интеграција пословних процеса дигитализацијом радних налога и увођење стандардних интерфејса за повезивање система.

Ово захтјева реализацију неколико пројеката као што су: увођење платформе у погледу интероперабилности и недискриминирајућим и транспарентним поступцима за приступ подацима о мјерењу и потрошњи, затим имплементацију нових тржишних улога и услуга (агрегатори, енергетске заједнице грађана, активни купци, обрачуни темељени



на профилима оптерећења, имплементација виртуалних мјерних мјеста), увођење платформе за приступ подацима кориснику мреже о мјерењу и потрошњи у готово стварном времену те набавку индустријских ручних терминала и таблета и имплементацију дигиталних радних налога и сервисних програма за рад са напредним бројилима и концентраторима података. Због свега наведеног реализација дигиталне трансформације се може планирати једино за дугорочни 10 годишњи или чак 15 годишњи период.

(IV) Необрачунска мјерна мјеста

Набавка бројила и остале опреме за потребе изградње мјерних мјеста у ТС СН/НН с циљем утврђивања и смањења губитака у НН мрежи, набавка опреме и услуга у сврхе тестирања.

С обзиром на масовну и убрзану уградњу напредних бројила у мрежу у ближем периоду ће бити потребна улагања која се односе на набавку нове опреме за припрему бројила за овјеравање прилагођене напредним бројилима.

4.9. Улагања у комуникационе системе, ИТ опрему и компјутеризацију пословних процеса и сајбер безбједност

У документу „Политика сигурности информационог системе ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале“ између осталог је наведено „У случају нестанка електричне енергије ресурси који омогућавају несметано функционисање информационог система морају бити обезбијеђени алтернативним извором напајања.“ Због непостојања овог алтернативног извора напајања као и због великог временског периода који је прошао од изградње инсталација и опреме у тренутној сервер сали, потребна је ова планирана реконструкција сервер сале.

Пошто су се од 2018. године на хостове и „storage“ сервер инсталирали додатни број сервера (сервер за „ticketing“, апликациони сервер, сервер за читања, документ сервер, „ftp“ сервер, два додатна „Kaspersky“ сервера итд.), а у 2024. години треба да се инсталирају и сервери за надзор SCADA телекомуникација, потребно је да се овај систем стално унапређује и у погледу хардверске опреме.

У документу „Политика сигурности информационог системе ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале“ између осталог је наведен и процес набавке нове рачунарске опреме. Просјечан животни вијек једног персоналног рачунара је 5 година. Пошто у нашем предузећу имамо велики број рачунара којима је истекао овај животни вијек, сваке године се планира набавка нове рачунарске опреме која ће да замијени застарјелу. Овај недостатак и његово исправљање је наведено и у Интегралном акционом плану Електропривреде за отклањање утврђених недостатака у ревизорском извјештају „Grant Thornton“ д.о.о. Бања Лука за 2021. годину, па смо и тиме обавезни да стално занављамо рачунарску опрему.

Такође, реализацијом овог плана омогућено је и праћење развоја софтвера, оперативних система и др. Наиме, развојем нових оперативних система значајно се унапређују технологије заштите рачунара, а развој софтвера омогућава компанији додатне



функционалности појединачних софтвера. Због тога је и потребна набавка MS Windows лиценци и MS Office лиценци.

Архитектура WAN мреже је традиционална гдје се ИТ систем састоји од централизованих сервиса те се комуникација (WAN) своди на повезивање корисника на удаљеним локацијама с централном локацијом. Овај план предвиђа набавку резервних уређаја који ће се требати уграђивати у случају отказа постојеће опреме.

У центру пажње развоја комуникационог система су проширење и подизање нивоа сајбер безбједности у складу са законском регулативом.

У наредном периоду планира се наставак улагања у проширење, модернизацију и подизање нивоа сајбер безбедности комуникационих система.

DMS (Document Management System) је систем за управљање пословном документацијом и он прати животни циклус сваког документа.

DMS служи успостављању пословања које се не базира на папиру. Пословање без папира подразумева да се комплетан животни циклус неког документа одржи електронски и без потребе исписивања на папир у било којем тренутку.

На такав начин, животни циклус документа који полази од тренутка када он настане у рачунару, одложи у DMS гдје се преко слања и дијелења са колегама, купцима или клијентима, обрађује и завршава у тренутку када се сачува у дигитални архив.

DMS се користи и као дигитални архив гдје можемо трајно сачувати све наше важне документе, сигурно и повјерљиво.

Сваки документ се уноси у систем, тако да се даља размјена и управљање обавља електронским путем. Циљ DMS система је уштеда времена и новца.

Физички процес кретања документа кроз предузеће носи са собом бројне ризике, као што је губитак документа, неовлаштени увид у документ, оштећења папира и бројне друге ризике који се могу негативно одразити на пословање предузећа. DMS систем спречава настанак таквих проблема, јер је документ у електронском облику, што олакшава и убрзава процес размјене и истовремено штеди новац предузећу, јер се губи потреба додатног штампања документације и физичког складиштења исте.

У окружењу предузећа која се баве преносом и дистрибуцијом електричне енергије, ГИС апликације су најприродније окружење за брзу и прецизну репрезентацију података о електродистрибутивној мрежи. Велики број пословних процеса у оквиру електродистрибутивних предузећа, попут планирања, поправки, одржавања и реконфигурације електродистрибутивне мреже, у великој мери се базирају на постојању мрежног модела који нуди ГИС. Као последица тога, и наше предузеће има потребу за специјализованим ГИС-ом који треба да обезбиједи алате за прикупљање, чување и манипулисање просторним подацима о ЕД мрежи. ГИС апликације обезбеђују бржи и једноставнији рад са подацима о ЕД мрежи у односу на све остале системе који функционишу унутар електродистрибутивног предузећа и на тај начин у великој мјери повећавају ефикасност свакодневног рада с мрежом.

ГИС између осталог има и задатак вођења просторних информација о електроенергетским објектима, имовинско правну документацију, пројектну



документацију, изведбене документације као и сваку другу документацију која је везана за потребе електродистрибуције. Модерни ГИС нам омогућава унос, преузимање, чување и сигурност података, као и могућност повезаности са осталим системима.

4.10. Улагања у пословну инфраструктуру

4.10.1. Путничка, теретна и радна возила

Због велике географске распрострањености електроенергетске мреже и објеката, пословно-погонских објеката и неопходности благовременог реаговања на потребе корисника мреже, возила су неопходни и значајни радни ресурси. Према потребама и природи посла, возила која се користе могу се сврстати у категорије:

- путничка возила;
- теретна возила;
- комбинована возила/радне машине.

Садашње стање возног парка карактерише висока просјечна старост појединих категорија возила.

Због постојећег стања и повећања просјечне старости возила потребно је спровести континуирану замјену возила свих категорија које испуњавају критеријуме замјене, у складу са стандардизацијом возног парка и оптимизованим бројем возила. Додатни критеријум за замјену возила је стање возила и километража.

Десетогодишњи план инвестиција произилази из потребне количине возила.

Набавком нових превозних средстава смањиће се трошкови одржавања, а посебно горива. Поред наведеног, увођењем систематског управљања возним парком успостављено је системско праћења кретања појединих категорија возила, што додатно доприноси оптимизацији трошкова.

4.10.2. Пословни објекти и други радни простори

• Пословни објекти и некретнине

За обављање дјелатности ОДС-а користе се адекватни оперативни, пословни и складишни простори. Улагања у некретнине су дио пословних процеса повезаних са развојем и унапређењем дјелатности оператера. Редовним улагањима одржава се и/или побољшава старосна структура постојећих некретнина и обезбјеђује одговарајуће стање и неопходна функционалност простора. У складу са наведеним, током планског периода треба предвидјети:

- реконструкције - доградње, повећање пословног и оперативног простора на постојећим објектима, уклањање спољашњег дијела објекта,
- замјену опреме - замјена електро опреме (електричне инсталације, видео надзор) и машинске опреме (гријање и климатизација) и намјештаја у зградама,
- уређење, хортикултуру и уређење путева и паркинга,
- одржавање и адаптације – уређење фасада, кровова, замјена прозора и врата на зградама у складу са циљевима енергетске ефикасности, уређење складишта (резервни дијелови и материјал, управљање отпадом) и унутрашње уређење објеката.

Планиране инвестиције ће обезбједити основне захтјеве за зграду:



- механичка отпорност и стабилност,
- сигурност у случају пожара,
- хигијена, здравље и заштита животне средине,
- безбједност и приступачност током употребе,
- заштита од буке,
- управљање енергијом и очување топлоте,
- одрживо коришћење природних ресурса.

Узимајући у обзир стање некретнина наставиће се уређење просторија у циљу побољшања услова и функционалности и повећања енергетске ефикасности у складу са релевантним прописима и обавезама које из њих произилазе.

4.11. Инвестиције засноване на захтјевима система управљања животном средином

Опредјељење ОДС-а да систематски смањује негативне утицаје на животну средину и природу и да приоритет рјешењима која доприносе повећању енергетске ефикасности имплементирано је у Интегрисни менаџмент систем који обухвата системе менаџмента квалитетом у складу са ISO 9001 и заштитом животне средине у складу са ISO 14001.

Општи циљеви заштите животне средине на нивоу цјелокупног ОДС усмјерени су на смањење негативних утицаја постројења и на активно праћење аспеката животне средине. Надзор еколошких аспеката често подразумева улагања инвестиционог карактера у циљу испуњавања законских услова из области заштите животне средине и природе, као што су одговорно управљање отпадом, смањење могућности ванредних ситуација са негативним утицајем на животну средину, уређење трафо локација за складиштење и, уопште, боље праћење емисија у ваздух и воду и земљиште. На нивоу дистрибутивног подручја разрађени су циљеви заштите животне средине чије се постизање прати програмима заштите животне средине и основни је предуслов за унапређење система.

4.12. Повећање енергетске ефикасности дистрибутивне мреже

Један од основних начела енергетске транзиције јесте повећање енергетске ефикасности, што обухвата низ мјера које треба да доведу до смањења потрошње електричне енергије. Све већа свијест о ограниченим ресурсима, као и потреба за смањењем емисије гасова са ефектом стаклене баште, подстакли су многе земље да улажу значајне напоре у унапређење енергетске ефикасности у различитим секторима. Задатак који најразвијеније земље свијета већ остварују кроз мјере енергетске ефикасности, је стварање друштва које има свијест и навику рационалног коришћења електричне енергије, у коме то није само модел понашања, већ и одраз културе. Веома често, чак и веома једноставне мјере, као што су сасвим мале промјене у процедурама рада могу имати значајан утицај на смањење потрошње енергије. Примјена мјера енергетске ефикасности доноси позитивне резултате у очувању животне средине, али, према истраживањима, и на новчане уштеде, које некада могу бити еквивалентне производњи једне електране у систему.

Скуп мјера које гарантују ефикасно коришћење расположивих енергетских ресурса представља систем енергетског менаџмента. То је концепт који обједињује системски приступ проблематици оптимизације енергетских токова и дефинисање енергетских



потенцијала.

Међународна организација за стандардизацију (ISO) идентификовала је енергетски менаџмент као једну од пет најзначајнијих области која захтјева развој и промоцију међународних стандарда. Нови стандард ISO 50001 има елементе заједничке са свим стандардима ISO система менаџмента и интегрише енергетску ефикасност у системе управљања са циљем повећања свести о употреби енергије, побољшања у управљању енергијом и бољег искоришћења постојећих средстава и процеса који троше енергију. Такође, помаже организацијама да процјене и дају приоритет имплементацији нових енергетски ефикаснијих технологија. Стандард је заснован на широј примени кроз националне економске секторе и може да утиче на до 60% свјетских потреба за енергијом. Организације које су имплементирале ISO 50001 смањиле су трошкове енергије и повећале конкурентност, док су минимизирале емисије гасова стаклене баште и друге утицаје на животну средину.

Република Српска је препознала значај енергетске ефикасности и Стратегијом развоја енергетике до 2035. године обухватила је и ову важну област. Овај документ се ослања на Акциони план енергетске ефикасности Републике Српске до 2018. године и приказује индикативне циљеве за уштеду енергије кроз секторе услуга, индустрије, саобраћаја, као и стамбени сектор. Према Стратегији, у Републици Српској је постојао тренд константног смањења дистрибутивних губитака у периоду 2010-2017. год., па су тако дистрибутивни губици у 2017. години износили 11,2%, што је око 30% мање у односу на вриједност из 2010. године (16,5%). Стратегија је задала циљ за смањење дистрибутивних губитака на вриједност од 9% у 2020. години, односно на 6,5% у 2035. години. У Закону о енергетици, енергетска ефикасност је дефинисана као општи интерес Републике Српске, који представља и допринос глобалном настојању за смањењем негативних утицаја на животну средину и за одрживим развојем. Дефинисано је да се програми унапређивања енергетске ефикасности спроводе Енергетском политиком Републике Српске, Стратегијом развоја енергетике и прописима Републике Српске. Закон о енергетској ефикасности донијет је 2013. године и њиме се уређује енергетска ефикасност у финалној потрошњи, доношење планова за унапређивање енергетске ефикасности и њихово спровођење, организација послова на унапређивању енергетске ефикасности, мјере за побољшање енергетске ефикасности и начини њеног финансирања.

Када се говори о енергетској ефикасности у дистрибутивним мрежама, као први и најзначајнији показатељ (индикатор) енергетске ефикасности, намећу се губици електричне енергије. У циљу смањења губитака ел. енергије дат је преглед пет кључних приједлога који се могу поставити као индикатори енергетске ефикасности у дистрибутивној мрежи. То су:

- компензација реактивне енергије,
- оптимизација уклопног стања у мрежи средњег напона са аспекта смањења губитака,
- регулација напона оптималним избором референтног напона трансформатора ВН/СН и оптималним избором преносног односа трансформатора СН1/СН2,
- оптималан пласман релативно малог капитала у високо рентабилне инвестиције у мрежи средњег и, евентуално, високог напона,
- могућност замјене старе електроенергетске опреме опремом новије генерације којом се постижу боље перформансе система (мањи губици при експлоатацији,



виши ниво поузданости, лакше управљање, нижи трошкови одржавања и др.).

Енергетска ефикасност појединих дијелова дистрибутивне мреже утврђује се анализом ефеката примјене конкретних мјера енергетске ефикасности и то са два аспекта, техничког и економског. Да би се мјере енергетске ефикасности у дистрибутивном систему могле што боље сагледати потребно је формирати квалитетан симулациони модел мреже. Тачно и детаљно моделована мрежа средњег и високог напона је полазна основа за анализе које је неопходно спровести како би се унапредила њена енергетска ефикасност. На основу валидног симулационог модела дистрибутивне мреже, може се анализирати читав низ мјера унапређења енергетске ефикасности. Енергетска ефикасност на нисконапонском (НН) дијелу дистрибутивне мреже постаје нарочито занимљива тематика у условима енергетске транзиције, где се цијели концепт дистрибутивне мреже ниског напона мијења тако да се тежиште помјера ка зеленој енергији и већој енергетској ефикасности. Међутим, чињеница да подаци о мрежи НН углавном нису на располагању, битно усложњава примјену техничких мјера за унапређење енергетске ефикасности у овим мрежама.

Мјешовити Холдинг „Електропривреда Републике Српске“ ангажовала је Електротехнички институт „Никола Тесла“ а.д. Београд да изради „Студију о оцјени и побољшању енергетске ефикасности у дистрибуцији електричне енергије“ која је завршена у јуну 2024. год.

Најприје је анализирана мјера регулација напона оптималним избором референтног напона трансформатора ВН/СН и оптималним избором преносног односа трансформатора СН1/СН2. На подручју ОДС „Елекетродистрибуција“ а.д. Пале на основу анализе из модела мреже, није потребно примјенити ову мјеру.

Затим је извршена анализа оптимизације уклопног стања у мрежи средњег напона са аспекта смањења губитака. У оквиру ове анализе размотрене су могућности промјене уклопног стања. Анализирајући средњенапонски градски кабловски конзум напајан из ТС 400/х kV Сарајево 20 (Лукавица), дошло се до закључка да је могуће смањити губитке промјеном уклопног стања. Предлаже се прихватање конзума ТС 10/0,4 kV Добриња 56 и Добриња 60 са извода Озренска на извод Спортска дворана и пребацивања ТС 10/0,4 kV Том, Гаврила Принципа, Марвел и Тринс 1 са извода Конструктор на извод Ламела.

Табела 40. Ефекти смањења губитака у дистрибутивној мрежи након промене уклопног стања у СН мрежи

2022: набавка: 396.969 продаја: 352.285		Губици на:					
		водовима			ТС	Fe	Укупно
		10 kV	20 kV	35 kV	35/10 kV		
Снага	MW	1.15209	0.005586	0.154029	0.07746	0.12836	1.517525
Смањена снаге	MW	0.014113	0	0.000408	0.000178	-0.00012	0.01458
Енергија	MWh	2880.225	13.965	385.0725	193.65	898.52	4371.433
Смањена енергије	MWh	35.2825	0	1.02	0.445	-0.833	35.9145
Уштеда	KM	3878.958	0	112.1388	48.9233	-91.58	3948.44
Процент	%	0.726%	0.004%	0.097%	0.049%	0.226%	11.218%



Кроз анализе предложених мјера извршен је оптималан пласман релативно малог капитала у високо рентабилне инвестиције у мрежи средњег и, евентуално, високог напона. Високорентабилне инвестиције нису идентификоване у ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале.

Што се тиче замјене старе електроенергетске опреме опремом новије генерације којом се постижу боље перформансе система предложена је замјена 11 старих трансформатора 35/X kV трансформаторима новије генерације. Анализом је утврђено да много већи број трансформатора у погону ради у подоптерећеном режиму (66 ком) у односу на трансформатора који су преоптерећени (3 ком).

Табела 41. Ефекти смањења губитака у дистрибутивној мрежи након замене постојећих трансформатора 35/x kV новим трансформаторима са смањеним губицима

2022: набавка: 396.969 продаја: 352.285		Губици на:					
		водовима			ТС	Fe	Укупно
		10 kV	20 kV	35 kV	35/10 kV		
Снага	MW	1,150588	0,005586	0,153912	0,076244	0,117259	1,503589
Смањена снаге	MW	0,001502	0	0,000117	0,001216	0,011101	0,013936
Енергија	MWh	2876,47	13,965	384,78	190,61	820,813	4286,638
Смањена енергије	MWh	3,755	0	0,2925	3,04	77,707	84,7945
Уштеда	KM	412,8247	0	32,15745	334,2176	8543,108	9322,307
Процент	%	0,725%	0,004%	0,097%	0,048%	0,207%	11,197%

Евидентно је да у трансформацији 35/x kV има релативно велики број елемената на крају животног вијека чија замјена предстоји и гдје постоји потенцијал за унапређење енергетске ефикасности кроз избор опреме са унапређеним параметрима.

Слична је ситуација са трансформацијом X/0.4 kV, само је број оваквих елемената опреме значајно већи. При замјени трансформатора X/0.4 kV новим јединицама посебну пажњу треба посветити избору класе енергетске ефикасности нових трансформатора. Наиме, препоручена класа за нове трансформаторе је класа С. Релативно мале разлике у цијени трансформатора различитих класа, и за садашњу цијену губитака енергије може да оправда улагање у трансформаторе више класе енергетске ефикасности.

Као што је виђено кроз методологију, предложена је компензација реактивне снаге, а кроз систематизацију критичних тачака идентификоване су ТС 10(20)/0,4 kV у којима је фактор снаге нижи од 0,9 и у којима је потребно извршити компензацију реактивне снаге.

Анализирајући издвојене трансформаторске станице X/0,4 kV, закључило се да је већина у власништву трећих лица, тј. није основно средство електродистрибуције. Регулатива у Републици Српској је таква да у тим случајевима дистрибутивна предузећа налажу трећим лицима да о сопственом трошку изврше компензацију тако да фактор снаге буде виши од најниже прописане норме за то подручје (најчешће је то 0,95). Осим тога, корисници у чијем су власништву такве трафостанице, имају обавезу да надлежном електродистрибутивном предузећу омогуће периодичну контролу исправности рада уграђене компензације. Тиме се најприје утврђује да је целокупна уграђена инсталација у



функцији (све секције уграђених батерија исправно раде), али се, што је једнако битно, утврђује и да ли је код купца у међувремену дошло до промјене структуре потрошње на начин да постојећа компензација више није довољна, односно, да се фактор снаге погоршао. У том случају електродистрибутивна предузећа издају налог за имплементацију додатних мјера за компензацију, које купац у одређеном року мора да спроведе. У случају непоштовања мјера које прописује електродистрибуција, успостављена процедура установљава одређене казнене мере. Оне су прогресивног карактера, односно постају значајно строже након евентуалног поновљеног неодрживања купца да на исправан начин спроведе компензацију. Поступак се понавља све до коначне мјере, искључења са мреже. Оваква искуства показала су се као веома ефикасна у рјешавању проблематике компензације. Стога је приједлог Института „Никола Тесла“ да се и у оквиру ЕПРС провјери ефикасност постојећих процедура које регулишу ову област, и да се, по потреби, дораде да би се постигли што бољи ефекти.

Кроз формиране моделе мреже са предложеним компензацијама реактивне снаге у изабраним чворовима извршене су анализе постигнутих ефеката смањења губитака у дистрибутивној мрежи. Ефекти су сагледани кроз смањење губитака на различитим врстама елемената и напонских нивоа и приказани у наредној табели.

Табела 42. Ефекти смањења губитака у дистрибутивној мрежи након компензације реактивне енергије у ТС x/0,4 kV

2022: набавка: 396.969 продаја: 352.285		Губици на:					
		водовима			ТС	Fe	Укупно
		10 kV	20 kV	35 kV	35/10 kV		
Снага	MW	1.166203	0.005586	0.154437	0.077638	0.128241	1.532105
Смањена снага	MW	0.041577	1.7E-05	0.00505	0.002817	-0.00112	0.048343
Енергија	MWh	2915.508	13.965	386.0925	194.095	897.687	4407.347
Смањена енергије	MWh	103.9425	0.0425	12.625	7.0425	-7.826	115.8265
Уштеда	KM	11427.44	4.67245	1387.993	774.2524	-860.39	12733.97
Процент	%	0.734%	0.004%	0.097%	0.049%	0.226%	11.227%

Кроз систематизацију критичних тачака на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале, при анализи постојећег стања нису уочени значајнији проблеми у раду СН мреже, односно највећи дио конзума је радио у технички дозвољеним границама.

Посебно поглавље у систематизацији критичних тачака обрадио је ефекте прикључења обновљивих извора енергије на смањење губитака у дистрибутивној мрежи.



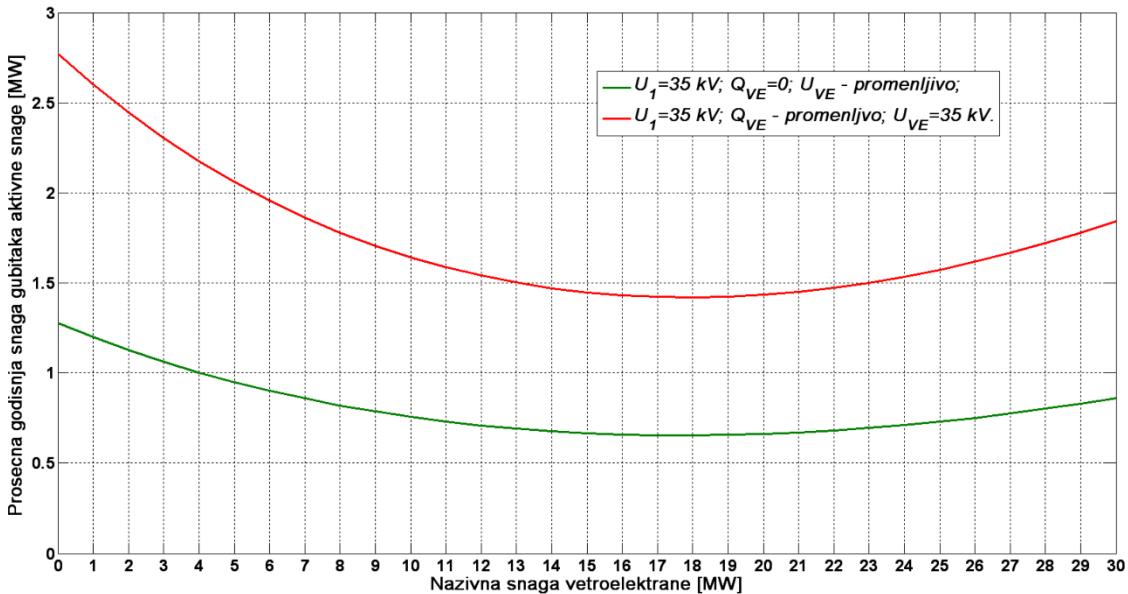
Прикључење малих електрана, односно, дистрибуираних ресурса (distributed energy resources-DER) на дистрибутивни систем има углавном благотворне утицаје. Ови ресурси имају улогу да практично преузму дио конзума и на тај начин:

- растерете постојеће капацитете мреже (потребе за активном снагом конзума се локално задовољавају),
- повољно утичу на падове напона у мрежи,
- смањују губитке у елементима мреже у односу на стање без електрана.

Ови позитивни ефекти, а нарочито прва два, нису неограниченог карактера и нису независни од инсталисане снаге DER-ова на посматраном конзумном подручју. Ефекти прикључења производње, прије свега активне снаге, на дистрибутивни систем су благотворни све до мјере до које производне јединице по инсталисаној снази, али и мјесту прикључења, одговарају потребама конзума. У случајевима када услед прикључења производне јединице велике инсталисане снаге или неповољног извора мјеста прикључења дође то тога да електрана превазиђе потребе конзума, позитивни ефекти се губе. Наиме, тада се мијења смијер снаге, односно електрана не подмирује свој локални конзум већ и враћа снагу „дубље“ кроз мрежу, реметећи напонске прилике, заузимајући преносне капацитете и повећавајући губитке у мрежи. Важно је напоменути да ови ефекти могу настати услед прикључења великих инсталисаних снага у слабо оптерећеним мрежама, али, такође, и све чешће, као посљедица кумулативног ефекта прикључења великог броја DER-ова мањих снага на заједнички конзум. Такође, значајно је напоменути да у оваквим случајевима може настати ситуација фиктивно погоршаног фактора снаге, који се региструје и наплаћује у тачкама примопредаје између дистрибутивног и преносног система. Ово је фиктивно погоршање фактора снаге јер не настаје као последица повећане потребе конзума за реактивном снагом, већ значајно смањење активне снаге, за непромјењену реактивну снагу, мијења фактор снаге на лошију вриједност. Овај ефекат, поред негативног утицаја на напонске прилике, може имати и неповољне економске посљедице.

Из поменутих разлога, кумулативни ефекат прикључења DER-ова потребно је посебно уважити у планерским и стратешким одлукама развоја дистрибутивног система. Са једне стране, потребно је охрабрити прикључење обновљивих извора енергије (ОИЕ) на дистрибутивни систем, јер се на тај начин повећава удио произведене зелене енергије у производном портфолију земље. Са друге стране, као што је напоменуто, потребно је извршити добру расподјелу ових ресурса да би се имали позитивни ефекти у оперативном раду дистрибутивног система. На Слици 6, представљен је пример зависности губитака од инсталисане снаге дистрибуираног ресурса. На њој се јасно види превална тачка, након које је даље повећање инсталисане снаге контрапродуктивно са становишта губитака у мрежи.

Слика 6. Зависност просјечне годишње снаге губитака на прикључном воду једне вјетроелектране од њене инсталисане снаге



Позитивни ефекти које DER-ови имају на дистрибутивни систем могу се најбоље очувати промјеном начина третирања ових јединица, како при анализама услова прикључења, тако и при захтјевима које се од јединица траже у оперативном раду на мрежи. При анализама прикључења, а нарочито у планским студијама, потребно је уважити резултате такозване „Hosting Capacity“ анализе за дијелове мреже од интереса. Ова анализа показује колико инсталисане снаге се може прикључити у разматраном дијелу система, а да при томе не буду угрожени технички аспекти рада мреже, као што су оптерећења елемената и напонске границе. Другим ријечима, овакава анализа је корисна оператерима дистрибутивних система (ОДС) јер даје информацију колико се инсталисане снаге може прикључити, а да нису потребна додатна улагања и ојачања мреже. Оваква информација треба да буде улазна информација за инвеститоре у DER, као и први параметар на основу кога је потребно бирати мјеста прикључења и инсталисане снаге за нове ресурсе. Такође, неопходно је да јединице, у зависности од категорије којој припадају, а у складу са Правилником о условима за прикључење електрана на електродистрибутивну мрежу Републике Српске (новембар 2023), на захтјев ОДС-а раде и у режимима са регулацијом снаге и одржавањем напона на мјесту прикључења.

Сви напори усмерени ка побољшању енергетске ефикасности су корак ближе ка одрживом и еколошки прихватљивом систему дистрибуције електричне енергије.

Закључно са августом 2024. године на мрежу ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале је приључено 99 малих електрана (МХЕ и МСЕ) укупне инсталисане снаге 63,5 MVA, а у поступку прикључења је још 90 малих соларних електрана инсталисане снаге цца 20 MVA. Електроенергетски капацитет ОДС З.П "Електродистрибуција " а.д. Пале је у потпуности попуњен, а највећи проблем је евакуација енергије из ДЕР-ова у Електропреносну мрежу преко ТС 110/x kV Фоча и ТС 400/x kV Сарајево 20 и ТС 110/x kV Горажде 2, што се мора уобзирити приликом дефинисања одобрених техничких губитака за посматрана подручја.



5. ДЕТАЉНА РАЗРАДА РАЗВОЈА МРЕЖЕ

На основу формиране прогнозе оптерећења у 2034. години, постојећег стања мреже, података о стању постојећих елемената мреже односно потребним појачањима, података о расположивим опремљеним и неопремањеним ћелијама 20(10) и 35 kV и простору за доградњу нових ћелија, те на бази усвојених критеријума за планирање и јединичних цијена елемената мреже формирана су циљна рјешења мреже изложена кроз десетогодишњи план развоја мреже.

Све анализе су спроведене са моделованим оптерећењима која одговарају нижој варијанти прогнозе са уваженим инвестицијама које су неопходне за вишу варијанту прогнозе.

Најприје је дата анализа потребних капацитета у трансформацији 110/X kV, а затим потребне инвестиције са гледишта задовољења техничких критеријума, а затим и с гледишта економичног функционисања мреже, прво у мрежи 35 kV, а затим и у мрежи 20(10) kV.

У оквиру спроведених анализа, разматрана је потреба уласка у погон нових објеката 110/X kV и трансформације 35/X kV, потреба за промјеном инсталираних капацитета у постојећим објектима, изградња нових средњенапонских извода, као и на обликовање појединих градских кабловских мрежа. При формирању циљне мреже разматра се и изградња нових извода из постојећих ТС 110/ X kV и ТС 35/X kV како би се отклонили проблеми лоших напонских прилика у појединим дијеловима ванградске мреже средњег напона, али и због потребе да се формирају функционални међуповезни водови и функционалне петље 10(20) kV које су значајне са аспекта сигурности напајања. С друге стране, појава нових објеката 110/X kV има велики утицај на обликовање мреже нижих напонских нивоа. Уклапање нових напојних тачака у постојећу мрежу средњег напона биће детаљно описано.

Циљна рјешења мреже формирана у оквиру анализе потенцијалних праваца су основ за детаљну разраду по етапама развоја. Међутим, због динамике промјене просторне расподеле оптерећења, коначна рјешења мреже, по пресјечним етапама, не морају нужно да буду потпуно иста као циљна рјешења формирана у оквиру анализе потенцијалних праваца развоја. Све спроведене анализе извршене су за прогнозирана оптерећења на нивоу трансформације 110/X kV, при чему су све потребне корекције везане за оптерећења на нижим напонским нивоима узете у обзир преко фактора једновремености.

Прегледи потребних инвестиција су дати табеларно са краћим описима. Износи потребни за реализацију појединих инвестиција формирану су на основу јединичних цијена елемената и њиховог процијењеног броја или дужине. Дужина појединих водова формирана је на основу сагледавања географске конфигурације терена и могућности реализације нових надземних или кабловских водова, при чему се тежило да водови прате постојећу путну инфраструктуру, ради једноставнијег одржавања.

Поступак формирања плана развоја дистрибутивне мреже је идентичан за све етапе развоја. Наиме, циљна мрежа за текућу етапу развоја се формира полазећи од мреже из претходне етапе са моделованим оптерећењима из текуће етапе развоја, уз задовољење усвојених техничких и економских критеријума. Тако формирана мрежа анализирана је у циљу сагледавања потенцијалних проблема и њиховог рјешавања, а у складу са раније усвојеним техничким и економским критеријумима.



При реализацији инвестиција највиши приоритет дат је инвестицијама које би се реализовале у циљу растерећења високо оптерећених или преоптерећених елемената мреже и испуњења напонских критеријума, и коначно инвестицијама које омогућавају испуњење усвојеног критеријума сигурности.

Анализиран је и утицај дистрибуираних извора на перспективну мрежу. Анализа прикључења малих електрана спроведена је на моделу постојеће мреже из 2022/2023. године са минималним режимом рада. На основу података о малим електранама анализиран је прикључак сваке мале електране засебно.

Да би се утврдио утицај изградње нових и реконструкције постојећих објеката на ниво струја земљоспојева, прво је урађен прорачун вриједности струја једнофазног земљоспоја у постојећем стању и за уобичајено уклопно стање мреже, а после и за мрежу на крају перспективног периода (2034. год).

Уважавајући изводе из „Правилника о техничким нормативима за погон и одржавање електроенергетских постројења (Службени лист СФРЈ 19/68)” наведено:

- у Члану 5.86: „Погон мреже са изолованом нултом тачком може да се одвија, ако капацитивна струја земљоспоја те мреже није сувише велика. Препоручује се да капацитивна струја земљоспоја не пређе следеће вредности (за 6 kV мрежу 30 А, 10 kV мрежу 20 А, 20 kV мрежу 15 А и 35 kV и више 10 А). Ако капацитивна струја земљоспоја пређе наведене вриједности, треба мрежу раздвојити или примјенити уземљење нулте тачке да би се спречиле пренапонске појаве при земљоспоју.”
- у Члану 5.87: „Све кварове и искључења због пренапона треба проучити да би се спријечиле посљедице.”

И из „Правилника о прикључењу малих електрана на мрежу електродистрибуције Републике Српске” гдје је у Тачки 3.5 наведено:

- У дистрибутивним мрежама Републике Српске типизирана вриједност струје једнофазног земљоспоја у уземљеним мрежама 10 kV, 20 kV и 35 kV је 300 А.
- У мрежи 20 kV и 35 kV струја једнофазног земљоспоја може да буде и већа од 300 А, највише до 1000 А, под условима датим у важећим техничким препорукама.

Такође, у документу „Техничка препорука - Уземљење неутралних тачака у електродистрибутивним мрежама 35 kV, 20 kV, 10 kV и 0,4 kV, Мјешовити холдинг Електропривреда Републике Српске а.д. Требиње, фебруар 2020. год.” се наводи сљедеће:

Тачка 4.4: Препоручује се прелазак на уземљење неутралне тачке мреже преко нискоомске импедансе када капацитивне струје земљоспоја прелазе вриједности:

- 20 А за кабловску или мјешовиту мрежу 10 kV (око 15 km кабловских водова који су у нормалном погону галвански везани на одређено постројење);
- 15 А за кабловску или мјешовиту мрежу 20 kV (око 6 km кабловских водова који су у нормалном погону галвански везани на одређено постројење);
- 10 А за кабловску или мјешовиту мрежу 35 kV (око 2,5 km кабловских водова који су у нормалном погону галвански везани на одређено постројење).

Тачка 4.5: Изузетно, може да се толерише и рад мреже са изолованом неутралном тачком и у случајевима када вриједности укупне капацитивне струје земљоспоја прелазе вриједности из тачке 4.4 (на примјер: у времену стварања услова за прелазак на уземљење



неутралне тачке, у времену прикључења неких дијелова сусједних мрежа који не испуњавају услове за рад у уземљеној мрежи итд.), али да нису веће од вриједности струја земљоспоја из тачке 4.6

Тачка 4.6: Уземљење неутралне тачке мреже 10 kV, 20 kV или 35 kV преко нискоомске импедансе је обавезно ако капацитивне струје земљоспоја прелазе вриједности од:

40 А у мрежи 10 kV (око 30 km галвански повезане кабловске мреже 10 kV);

30 А у мрежи 20 kV (око 12 km галвански повезане кабловске мреже 20 kV);

20 А у мрежи 35 kV (око 5 km галвански повезане кабловске мреже 35 kV).

Узимајући у обзир да неке ТС ВН/СН и ТС СН/СН напајају релативно дугу СН галвански повезану, најчешће кабловску мрежу као и да су трансформатори 110/35 kV, 110/20 kV и 110/10 kV на 35 kV, 20 kV и 10 kV страни неуземљени (спрега намота је или троугао или изолована звијезда, без коришћења трансформатора којим се може формирати вјештачка неутрална тачка) потребно је периодично прорачунавати (пожељно је урадити и примарна испитивања једнофазног земљоспоја) изоловане мреже (посматрано са свих трансформатора 110/Х kV као и са 10 kV стране трансформатора 35/10 kV). Најчешће је 10 kV страна трансформатора 35/10 kV у спреси троугао (без трансформатора којим се може формирати вјештачка неутрална тачка).

Доминатан утицај на вриједност струје једнофазног земљоспоја има нулта капацитивност водова који су галвански повезани. Укупна струја једнофазног земљоспоја у изолованој мрежи се прорачунава коришћењем израза:

$$I_0 [A] = \sqrt{3} \cdot c \cdot U_n [kV] \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_n [Hz] \cdot 10^{-3} \cdot \sum_i (L_i [km] \cdot c_{0,i} [\mu F / km])$$

Гдје је:

I_0 - укупна струја кратког споја при једнофазном земљоспоју,

c - напонски фактор којим се уважава колики је напон на мјесту кратког споја прије кратког споја у односу на напон U_n ,

U_n - назначени међуфазни напон за посматрану СН мрежу,

f_n - назначена учестаност,

i - означава колико је типова водова на свим СН изводима из ТС ВН/СН, односно ТС СН/СН,

L_i - укупна дужина вода типа i на свим СН изводима посматрано са СН сабирница и

$c_{0,i}$ - нулта капацитивност вода типа i .

На основу анализа из Студије десетогодишњег развоја електродистрибутивне мреже РС, а узимајући у обзир најновија искуства електродистрибутивних предузећа из предметне тематике, може се закључити да се ништа додатно у вези са начином рада неутралне тачке на 10 kV страни трансформатора 35/10 kV не предлаже на крају перспективног периода у односу на 10 kV мрежу у постојећем стању.

Према формираној прогнози потрошње, до краја перспективног периода на дистрибутивном подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале се очекује да ће укупно оптерећење достићи ниво од око 105 MW (на нивоу ТС 110/Х kV) у нижој варијанти прогнозе, односно 111,5 MW у вишој варијанти прогнозе. Поређењем капацитета у напојним ТС, прогнозираног нивоа оптерећења и анализама сигурности при испадима трансформатора 110/Х kV показало се да је у неким ТС 110/Х kV потребно уградити други



трансформатор исте снаге као постојећи 110/X kV, док је у ТС 400/220/110/35/10 kV Сарајево 20 у 2024. год. започета реализација пројекта уградње двије нове јединице већих снага од двије постојеће јединице 110/35/10 kV (постојећи су снага 20/14/20 MVA, а предложена је уградња два трансформатора, на основу прогнозираних оптерећења, снага 40/27/40 MVA).

Подаци и подлоге који су се користили за анализу функционисања и планирање развоја електродистрибутивне мреже могу се грубо подијелити у следеће групе:

- геореференциране дигитализоване подлоге са уцртаном мрежом средњег напона;
- подаци о елементима дистрибутивне мреже;
- подаци о елементима преносне мреже;
- подаци о електранама прикљученим на дистрибутивни систем;
- подаци о потрошњи електричне енергије;
- подаци о преузетој електричној енергији из преносне мреже и из електрана прикључених на дистрибутивни систем;
- подаци о мјерењима у ТС 110/X kV, 35/X kV, X/0,4 kV и на мјестима у којима постоје одговарајући мјерни уређаји.

План развоја се ради на основу сагледавања потреба развоја сваке теренске јединице која послује у оквиру оператора дистрибутивног система.

5.1.1. Развој мреже у периоду од 2025. до 2027. године

5.1.1.1. План развоја у етапи до краја 2025. године

Табела 38. Преглед инвестиција на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале које се планирају реализовати у етапи развоја до 2025. године

Редни број	Напонски ниво	Назив инвестиције и основни параметри	Категорија инвестирања
1	35 kV	Реконструкција ТС 35/10 kV Луке-ФЛ Чајнице, ТС 35/0,4 kV Равна Романија-Мотел- ТЈ Соколац, ДВ 35 kV Месићи- ТЈ Рогатица	реконструкција
2	10(20) kV	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Вељине 4, ТС 10(20)/0,4 kV Добриња школа 2, ТС 10(20)/0,4 kV "Roof Gardens", ТС 10(20)/0,4 kV Ласта - ТЈ Источно Ново Сарајево	изградња
4	10(20) kV	Изградња дијела 10(20) kV КБ вода за ТС Вељине 4, ТС Добриња школа 2, ТС "Roof Gardens", ТС Ласта - ТЈ Источно Ново Сарајево	изградња
5	10(20) kV	Изградња дијела 10(20) kV КБ вод Језеро (КБ вод за ТС Шкрбино поље), дијела 10(20) kV КБ Иванићи (кроз шуму ка ТС Миљевићи 3) - ТЈ Источно Ново Сарајево	изградња



6	10(20) kV	Изградња ТС 10/(20)/0,4 kV Равна Планина 3, ТС 10/(20)/0,4 kV Подкоран 3, ТС 10/(20)/0,4 kV Обућина баре 3, ТС 10(20)/0,4 kV Врхпрача 3- ТЈ Пале	изградња
7	10(20) kV	Изградња дијела 10(20) kV КБ вода за ТС Равну Планину 3 и дијела 10(20) kV КБ вода за ТС Подкоран 3- ТЈ Пале	изградња
8	10(20) kV	Изградња дијела 10(20) kV КБ вода Копачи-Устипрача- ФЛ Ново Горажде	изградња
9	10(20) kV	Изградња дијела 10(20) kV КБ вода Соколовићи кроз насељено мјесто-Решетница- ТЈ Соколац	изградња
10	10(20) kV	Изградња дијела 10(20) kV КБ вода Брод- ТЈ Фоча и	изградња
11	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Лукавица 4 и ТС 10(20)/0,4 kV Лукавица школа- ТЈ Источно Ново Сарајево	реконструкција
12	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Вељине 2 и ТС 10(20)/0,4 kV Тропик- ТЈ Источно Ново Сарајево	реконструкција
13	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Иванићи (локалитет Иванићи), 10(20) kV вод Тилава (оцјеп за Клек) и 10(20) kV вода Тилава (оцјеп за ТС Станојевићи)- ТЈ Источно Ново Сарајево	реконструкција
14	10(20) kV	Реконструкција ТС 10/(20)/0,4 kV Борд- ТЈ Пале	реконструкција
15	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Расадник и ТС 10(20)/0,4 kV Стјенице и замјена НН ормара у ТС 10/(20)/0,4 kV: Доње Осово, Врлазје, Шаторовићи, Расадник, Бранковићи- ТЈ Рогатица	реконструкција
16	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Матино Брдо, 10(20) kV вода Пилана Сладара, 10(20) kV вода Пешурићи, 10(20) kV вода Козићи- ТЈ Рогатица	реконструкција
17	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Подроманија 1, ТС 10(20)/0,4 kV Мангурићи, ТС 10(20)/0,4 kV Грбићи и уградња мјерења у ТС 10(20)/0,4 kV: Црвчићи, Врховине, Баре 2, Заграђе а, Заграђе 2, замјена НН ормара у ТС 10(20)/0,4 kV Паржевићи- ТЈ Соколац	реконструкција
18	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Аутобаза (од Кошутце до Мичивода) и уградња реклозера на 10(20) kV водовима Каљина-Пусто село, Жљебови (отцјеп за Мичивода и Ладовиће) и Соколовићи- ТЈ Соколац	реконструкција



19	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Добрун и 10(20) kV вода Међеђа- ТЈ Вишеград	реконструкција
20	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода за ТС Труба и ТС Кијево Школа- ТЈ Трново	реконструкција
21	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Дуванска, 10(20) kV вода Јошаница, 10(20) kV вода Слатина, 10(20) kV вода Ливаде и уградња 5 растављача- ТЈ Фоча	реконструкција
22	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Велики Банићи, ТС 10(20)/0,4 kV Тодоровићи, ТС 10(20)/0,4 kV Хоћевина, ТС 10(20)/0,4 kV Миљено 2- ФЛ Чајнице	реконструкција
23	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Закаље-Миљено, 10(20)kV вода Чајнице-Заборац и 10(20) kV вода Међурјечје-Батово- ФЛ Чајнице	реконструкција
24	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Рудо 1, ТС 10(20)/0,4 kV Росуље, ТС 10(20)/0,4 kV Миоче 1, ТС 10(20)/0,4 kV Церовићи, ТС 10(20)/0,4 kV Видаковићи, ТС 10(20)/0,4 kV Увац Нова- ФЛ Рудо	реконструкција
25	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Увац -ФЛ Рудо	реконструкција
26	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода за ТС Бољановићи, ТС Сијерча, ТС Језеро- ФЛ Калиновик	реконструкција
27	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Вучија Лука и 10(20) kV вода Бјелогорци- ФЛ Источни Стари град	реконструкција
28	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Оглечева и 10(20) kV вода Копачи-Устипрача- ФЛ Ново Горажде	реконструкција
29	10(20) kV	Санација постојећих 10(20) kV водова, ТС, НН мрежа на подручју ТЈ/ФЛ и учешће у изградњи нових електроенергетских објеката који не могу бити предвиђени планом	реконструкција
30	0.4 kV	Изградња дијела НН мреже на подручју ОДС Пале	изградња
31	0.4 kV	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	реконструкција
32	0.4 kV	Изградња нових прикључака Мор-у на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
33	0.4 kV	Изградња прикључака на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња



34	0.4 kV	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјеста на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	реконструкција
35	-	Замјена бројила на простору ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
36	35/10 kV	Управљање СН мрежама "по дубини"	изградња
37	35/10 kV	Реконструкција ТС 35/10 kV Добро Поље- припрема за SCADA систем	реконструкција
38	35/10 kV	Реконструкција ТС 35/10 kV Борике- припрема за SCADA систем	реконструкција
39	35/10 kV	Реконструкција ТС 35/10 kV Рудо- припрема за SCADA систем	реконструкција
40	35/10 kV	Реконструкција ТС 35/10 kV Миљевина-припрема за SCADA систем	реконструкција
41	-	Сервер сала са набавком агрегата	изградња
42	-	Набавка серверске и телекомуникационе опреме за виртуализациону платформу	опрема
43	-	Набавка интегрисаног система заштите ИТ окружења	опрема
44	-	Интеграциони систем за управљање документима - DMS	ДМС
45	-	Имплементација најма и одржавање софтверског рјешења за подршку пословним процесима оператора дистрибутивног система	опрема
46	-	Рачунарска и комуникациона опрема	опрема

5.1.1.2. План развоја у етапи до краја 2026. године

Табела 39. Преглед инвестиција на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале које се се планирају реализовати у етапи развоја до 2026. године

Редни број	Напонски ниво	Назив инвестиције и основни параметри	Категорија инвестирања
1	35 kV	Реконструкција ТС 35/0,4 kV Фарма Павловац- ФЛ Калинович, ТС 35/0,4 kV Равна Романија Лопатићи - ТЈ Соколац и дијела ДВ 35 kV вод Вишеград-Рогатица-ТЈ Вишеград	реконструкција



2	10(20)/0,4 kV	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Тат 1, ТС 10(20)/0,4 kV Климамонт и ТС 10(20)/0,4 kV Крупац- ТЈ Источно Ново Сарајево	изградња
3	10(20) kV	Изградња 10(20) kV КБ вода за ТС Тат 1, 10(20) kV КБ вод Језеро (КБ вод за ТС Шкрбино поље), 10(20) kV КБ вод Озренска (Од Еуроцентар до Униград 3) и 10(20) kV КБ вод Конструктор (ТС Блок 7-ТС Марвел 4) – ТЈ Источно Ново Сарајево	изградња
4	10(20) kV	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Галенс Зворник, ТС 10(20)/0,4 kV Пољице 4 и ТС 10(20)/0,4 kV Обућина баре 4- ТЈ Пале	изградња
5	10(20) kV	Изградња 10(20) kV КБ вода за ТС Вучко-ТЈ Пале	изградња
6	10(20) kV	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Јаз- ТЈ Вишеград	изградња
7	10(20) kV	Изградња 10(20) kV КБ вода за ТС Јаз-ТЈ Вишеград	изградња
8	10(20) kV	Изградња 10(20) kV КБ вод К.О.Жљебови (од ТС Ђурковића брдо 2 до ТС Лазе 1)- ТЈ Соколац	изградња
9	10(20) kV	Изградња 10(20) kV КБ вод К.О.Жљебови кроз насељено мјесто Ђурковића брдо- ТЈ Соколац	изградња
10	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода за Сијерча, 10(20) kV вода за Бољановиће, 10(20) kV вода за Миљевину и 10(20) kV вода Влахоље-Улог- ФЛ Калиновик	реконстрикција
11	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода за Кијево 3- ТЈ Трново	реконстрикција
12	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Лукавица 5, ТС 10(20)/0,4 kV Горњи Которац 2 и ТС 10(20)/0,4 kV Радуловац- ТЈ Источно Ново Сарајево	реконстрикција
13	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Тилава (локалитет Планина), 10(20) kV вод Касиндо III фаза (Крешнице - Г. Младице) и 10(20) kV вод Иванићи- ТЈ Источно Ново Сарајево	реконстрикција
14	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV Биоско- ФЛ Источни Стари град	реконстрикција
15	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода ШЕТИЋИ, 10(20) kV вода СЈЕВЕРСКО -ЖЕПА, 10(20) kV вода Пешурићи, 10(20) kV вода Пилана Сладара (отцјеп ка Сељанима) и замјена НН ормара у ТС- ТЈ Рогатица	реконстрикција
16	10(20) kV	Реконструкција 10 kV Копачи-Устипрача и 10 kV Копачи-Живојевићи- ФЛ Ново Горажде	реконстрикција



17	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Заборак-Тодоровићи, 10(20) kV вода Луке-Трпиње, 10(20) kV вода Миљено-Луке и 10(20) kV вода Луке-Поникве- ФЛ Чајниче	реконстрикција
18	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV Жупа дионица Гребен-Прелово и уградња реклозера - ТЈ Вишеград	реконстрикција
19	10(20) kV	Уградња реклозера на 10(20) kV вод Стргачина и 10(20) kV вод Увац и реконструкција 10(20) kV вода Увац- ФЛ Рудо	реконстрикција
20	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Цикотско поље и ТС 10(20)/0,4 kV Штрпци- ФЛ Рудо	реконстрикција
21	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Слатина и уградња 8 растављача на ДВ- ТЈ Фоча	реконстрикција
22	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Солитер уградња СН блока- ТЈ Фоча	реконстрикција
23	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Медојевићи и ТС 10(20)/0,4 kV Занатски центар (уградња ВН блока)- ТЈ Соколац	реконстрикција
24	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Соколовићи (од Селишта до Калиманића), 10(20) kV вода Ново село, отцјеп за ТС Бабине, 10(20) kV вода Каљина (уградња реклозера), 10(20) kV вода Унис-Сајице (уградња реклозера), Замјена ЛР 36-48 на 10(20) kV воду Баре и Замјена ЛР 36-78 на 10(20) kV воду Палеж- ТЈ Соколац	реконстрикција
25	10(20) kV	Санација постојећих 10(20) kV водова, ТС, НН мрежа на подручју ТЈ/ФЛ и учешће у изградњи нових електроенергетских објеката који не могу бити предвиђени планом	реконстрикција
26	0.4 kV	Изградња дијела НН мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
27	0.4 kV	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	реконструкција
28	0.4 kV	Изградња нових прикључака по Мор-у на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
29	Прикључци	Изградња прикључака на на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
30	Прикључци	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња



31	-	Замјена бројила на простору ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
32	35-10 kV	Управљање СН мрежама "по дубини"	изградња
33	35/10 kV	ТС 35/10 kV Јажићи- припрема за SCADA систем	реконструкција
34	35/10 kV	ТС 35/10 kV Мокро- припрема за SCADA систем	реконструкција
35	10 kV	10 kV расклопница Велечево- припрема за SCADA систем	реконструкција
36	35/10 kV	ТС 35/10 kV Бук Бијела- припрема за SCADA систем	реконструкција
38	-	Имплементација најма и одржавање софтверског рјешења за подршку пословним процесима оператора дистрибутивног система	опрема
39	-	Интегрисани систем за управљање документима-ДМС (набавка хрдвера и потребног софтверског рјешења)	ДМС
40	-	Рачунарска и комуникациона опрема	опрема
41	-	Набавка интегрисаног система заштите ИТ окружења	опрема

5.1.1.3. Развој мреже у етапи до краја 2027. године

Табела 40. Преглед инвестиција на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале које се планирају реализовати у етапи развоја до 2027. године

Редни број	Напонски ниво	Назив инвестиције и основни параметри	Категорија инвестирања
1	35 kV	Реконструкција ТС 35/0,4 kV Равна Романија Чавчево поље- ТЈ Соколац	реконструкција
2	10(20) kV	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Дечанска 3 и ТС 10(20)/0,4 kV Дечанска 4-ТЈ Источно Ново Сарајево	изградња
3	10(20) kV	Изградња 10(20) kV КБ вод за ТС Дечанска 3, 10(20) kV КБ вод за ТС Дечанска 4, 10(20) kV КБ вода Град (изградња КБ везе ТС Лукавица 6 -ТС Касарна 2), 10(20)kV КБ вода Грлица (нови мост Радуловац), 10(20)kV КБ вода Конструктор (каблирање ка Касиндолу), 10(20) kV КБ вода Конструктор (каблирање ка Касиндолу), 10(20) kV КБ вода Јаслица (ТС Лукавица школа-ТС ФЦ-2) и 10(20) kV КБ вода Ламела (ТС ламела -ТС Павловац 3)- ТЈ Источно Ново Сарајево	изградња



4	10(20) kV	Изградња ТС 10/(20)/0,4 kV Брус 5 и ТС 10/(20)/0,4 kV Дворишта-ТЈ Пале	изградња
5	10(20) kV	10(20) kV KB вод К.О. Жљебови кроз насељено мјесто Ђурковића брдо- ТЈ Соколац	изградња
6	10(20) kV	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Надићи-ТЈ Соколац	изградња
7	10(20) kV	Изградња међувезе ДВ Аутобаза - ДВ Соколовићи- ТЈ Соколац	изградња
8	10(20) kV	Реконструкција дијела 10(20) kV вода за Сијерча, 10(20) kV вода за Миљевину и 10(20) kV вода Влахоље-Улог- ФЛ Калинович	реконструкција
9	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Горње Младице, ТС 10(20)/0,4 kV Тврдимићи ,ТС 10(20)/0,4 kV Спортски аеродром и ТС 10(20)/0,4 kV Кула Привредник- ТЈ Источно Ново Сарајево	реконструкција
10	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Тилава (локалитет Толик), 10(20) kV вода Касиндо IV фаза (Касиндо-Врела) и 10(20) kV вод Озренска (локалитет Ђ.поток)-ТЈ Источно Ново Сарајево	реконструкција
11	10(20) kV	Реконструкција дијела 10(20) kV вода Лапишница- ФЛ Источни Стари град	реконструкција
12	10(20) kV	Реконструкција дијела 10(20) kV вода Козићи, 10(20) kV вода Пилана Сладара- према Закому и 10(20) kV вода Матино брдо- ТЈ Рогатица	реконструкција
13	10(20) kV	Реконструкција дотрајалих НН ормара на трафостаницама- ТЈ Рогатица	реконструкција
14	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Козара-Поткозара, 10(20)kV вода Оглечева и 10(20) kV вода Новаковићи-Милатовићи- ФЛ Ново Горажде	реконструкција
15	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Миљено-Бучковићи, 10(20) kV вода Заборак-Хоћевина, 10(20) kV вода Борајно-Макотићи- ФЛ Чајниче	реконструкција
16	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Жупа дионица П. Ријека-Блаце, 10(20) kV вода Међеђа Дринско-Меремешље, 10(20) kV вода Добрун Вардиште-Мацуте и 10(20) kV Социјално-Околишта- ТЈ Вишеград	реконструкција



17	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Стргачина , 10(20) kV вода Увац, 10(20) kV вода Мановића поље-Плема- ФЛ Рудо	реконструкција
18	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода Јошаница- ТЈ Фоча	реконструкција
19	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4kV Центар- уградња СН блока- ТЈ Фоча	реконструкција
20	10(20) kV	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Кнежинска и ТС 10(20)/0,4 kV Кусаче- ТЈ Соколац	реконструкција
21	10(20) kV	Реконструкција 10(20) kV вода за ТС Берг и уградња реклозера на 10(20) kV вод Каљина- ТЈ Соколац	реконструкција
22	10(20) kV	Санација постојећих 10(20) kV водова, ТС, НН мрежа на подручју ТЈ/ФЛ и учешће у изградњи нових електроенергетских објеката који не могу бити предвиђени планом	реконструкција
23	0.4 kV	Изградња дијела НН мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
24	0.4 kV	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	реконструкција
25	0.4 kV	Изградња нових прикључака Мор-у на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
26	Прикључци	Изградња прикључака на на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
27	Прикључци	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	изградња
28	-	Замјена бројила на простору ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале	
29	35/10 kV	Управљање СН мрежама "по дубини"	
30	35/10 kV	ТС 35/10 kV Хреша- припрема за SCADA систем	
31	35/10 kV	ТС 35/10 kV Подграб- припрема за SCADA систем	
32	35/10 kV	ТС 35/10 kV Луке- припрема за SCADA систем	
33	35/10 kV	ТС 35/10 kV Маглић- припрема за SCADA систем	
34	-	Имплементација најма и одржавање софтверског рјешења за подршку пословним процесима оператора дистрибутивног система	



35	-	Интегрисани систем за управљање документима-ДМС (набавка хрдвера и потребног софтверског рјешења)	
36	-	Рачунарска и комуникациона опрема	
37	-	Набавка интегрисаног система заштите ИТ окружења	
38	-	Инвестиционо развијање, проширивање АММ софтвера	

5.1.2. Развој мреже у периоду од 2028. до 2034. године

У периоду до краја десетогодишње планске фазе, најзначајније инвестиције које треба реализовати према препоруци Студије десетогодишњег развоја електродистрибутивног система дате су у наредној табели.

Табела 41. Преглед инвестиција на подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале које се планирају реализовати у етапи развоја у периоду 2028. до 2034. год.

Редни број	Напонски ниво	Назив инвестиције и основни параметри	Категорија инвестирања
1	35/10 kV	Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Гојава Рудо уместо постојећег снаге 1,6 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Вишеград.	изградња
2	35/10 kV	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Хреша (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Пале.	изградња
3	35/10 kV	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Борике (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Рогатица.	изградња
4	35/10 kV	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Соколац (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Соколац.	изградња
5	35/10 kV	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Јажићи (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Трново.	изградња
6	35/10 kV	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Богатићи (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Трново.	изградња
7	35 kV	Изградња нове 35 kV везе између ТС 35/10 kV Војковићи и ТС 35/10 kV Богатићи- ТЈ Трново.	изградња



8	35 kV	Нови кабл 35 kV између ТС 110/35/10 kV Јахорина и ТС 35/10 kV Јахорина. Полагање кабла ХНЕ А1 150 mm ² 35 kV, дужине 180 m са једном новом водном ћелијом 35 kV у ТС 35/10 kV Јахорина-ТЈ Пале.	изградња
9	35 kV	Нови 35 kV далековод од места рачвања за ТС 35/10 kV Мокро до ТС 35/10 kV Мокро (изградњом још једног прикључног 35 kV далековода би био формиран 35 kV улаз/излаз за ТС 35/10 kV Мокро).	изградња
10	35/10 kV	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Миљевина (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Фоча.	изградња
11	35/10 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Борике на место постојећег трансформатора снаге 1,6 MVA (Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA због старости постојећег (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Рогатица	реконструкција
12	35/10 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Подграб, Миљевина, Луке Чајниче, Гојава Рудо, Добро Поље, Бук Бијела, Богатићи и Трново на место постојећих трансформатора снаге 2,5 MVA (у свакој од наведених ТС 35/10 kV по један трансформатор 35/10 kV)-уградња осам нових трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	реконструкција
13	35/10 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Мокро (два трансформатора), Војковићи (два трансформатора), Коран (један трансформатор), Јажићи (један трансформатор), Јахорина (три трансформатора) и Фоча (два трансформатора) на место постојећих трансформатора снаге 4 MVA-уградња једанаест нових трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	реконструкција
14	35/10 kV	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 110/35/10 kV Рогатица на мјесто постојећег трансформатора снаге 8 MVA- уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV).	реконструкција
15	10(20) kV	Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV ТКТ МБТС 400 kVA и ТС 10/0,4 kV Силос МБТС 630 kVA (полагање кабла ХНЕ А1 150 mm ² 10 kV, дужине 340 m)- ТЈ Вишеград	изградња



16	10(20) kV	Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања новог корисника - пословни објекат (инвеститор Dishley д.о.о. Сарајево) на 10 kV изводу Требевић из ТС 35/10 kV Коран (из ТС 10/0,4 kV Брус 2-Банка 160 kVA)- ТЈ Пале.	изградња
17	10(20) kV	Нови 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Блок Б2 (на изводу Интал из ТС 110/35/10 kV Пале) и ТС 10/0,4 kV Упи Коран (на изводу Шип пилана из ТС 110/35/10 kV Пале)-ТЈ Пале	изградња
18	10(20) kV	Реконструкција прве двије надземне дионице извода 10 kV Требевић из ТС 35/10 kV Коран - повећање пресека ужета-ТЈ Пале.	реконструкција
19	10(20) kV	КБ вод за ТС Дворишта-ТЈ Пале	изградња
20	10(20) kV	КБ вод- локалитет РАОП-Источно Сарајево	изградња
21	10(20) kV	Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV, 1600 kVA за потребе напајања новог корисника - пословни објекат (инвеститор Министарство сигурности БИХ - Државна агенција за истраге и заштиту), кабловски од ТС Ламела до нове ТС)- ТЈ Источно Сарајево.	изградња
22	10(20) kV	Прикључак 10 kV по принципу улаз/излаз за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања нових корисника - пословних објеката (инвеститори Construct Invest д.о.о. Требиње и Panorama Hills д.о.о. Источно Сарајево) на кабловском изводу 10 kV Вучко из ТС 35/10 kV Јахорина (улаз/излаз пре ТС 10/0,4 kV Јахорина Дом ЈНА 630 kVA)-ТЈ Пале.	изградња
23	10(20) kV	Реконструкција дионице 10 kV између извода 10 kV Увац из ТС 35/10 kV Увац и извода 10 kV Добрун из ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград- ТЈ Вишеград	реконструкција
24	10(20)kV	Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Рогој (на 10 kV изводу Бољановићи из ТС 35/10 kV Добро Поље) и ТС 10/0,4 kV Широкари 2 (на 10 kV изводу Трново 4 из ТС 35/10 kV Трново)	изградња



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

Табела 43. Преглед планираних инвестиција у десетогодишњем плану развоја дистрибутивне мреже

Редни број	Назив инвестиције и основни параметри	Врста инвестиц. (Изград., Реконстр., Санација, Замјена Опреме, Припрема)	Вриједност инвестиције по годинама реализације (000 КМ)							
			Прије 2025.	2025.	2026.	2027.	Укупно 25.-27.	2028. - 2034.	Након 2034.	Укупна вриједност инвестиције
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ ОБЈЕКТИ										
35 kV објекти										
Изградња и припрема изградње нових 35 kV објеката										
1	Нови 35 kV далековод од мјеста рачвања за ТС 35/10 kV Мокро до ТС 35/10 kV Мокро (изградњом још једног прикључног 35 kV далековода би био формиран 35 kV улаз/излаз за ТС 35/10 kV Мокро)-ТЈ Пале	И					0	80	80	
2	Нови кабл 35 kV између ТС 110/35/10 kV Јахорина и ТС 35/10 kV Јахорина- ТЈ Пале	И					0	105	105	
3	Изградња нове 35 kV везе између ТС 35/10 kV Војковићи и ТС 35/10 kV Богатићи- ТЈ Трново	И					0	981	981	
УКУПНО изградња и припрема изградње нових 35 kV објеката			0	0	0	0	0	1166	0	1166
Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих 35 kV објеката										
1	Реконструкција ТС 35/10 kV Луке-ФЛ Чајниче, ТС 35/0,4 kV Равна Романија-Мотел-ТЈ Соколац, ДВ 35 kV Месићи- ТЈ Рогатица	Р		25			25		25	



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

2	Реконструкција ТС 35/0,4 kV Фарма Павловац-ФЛ Калиновик, ТС 35/0,4 kV Равна Романија Лопатићи -ТЈ Соколац и дијела ДВ 35 kV вод Вишеград-Рогатица-ТЈ Вишеград	Р			51		51			51
3	Реконструкција ТС 35/0,4 kV Равна Романија Чавчево поље- ТЈ Соколац	Р				14	14			14
4	Замена постојећег трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Соколац трансформатором снаге 4 MVA- ТЈ Соколац	Р					0	316		316
5	Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Гојава Рудо уместо постојећег снаге 1,6 MVA (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ФЛ Рудо	Р					0	274		274
6	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Хреша (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- Источни Стари Град	Р					0	316		316
7	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Борике (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Рогатица	Р					0	274		274
8	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Соколац (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Соколац	Р					0	316		316
9	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Јажићи (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ФЛ Калиновик	Р					0	274		274
10	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Богатићи (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Трново	Р					0	274		274
11	Уградња другог трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Миљевина (са по једном новом трансформаторском ћелијом 10 kV и 35 kV)- ТЈ Фоча	Р					0	274		274
12	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Борике на мјесто постојећег трансформатора снаге 1,6 MVA- ТЈ Рогатица	Р					0	274		274



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

13	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Подграб, Миљевина, Луке Чајничке, Гојава Рудо, Добро Поље, Бук Бијела, Богатићи и Трново на мјесто постојећих трансформатора снаге 2,5 MVA (у свакој од наведених ТС 35/10 kV по један трансформатор 35/10 kV)	Р					0	2192		2192
14	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Мокро (2 трансформатора), Војковићи (2 трансформатора), Коран (1 трансформатор), Јажићи (1 трансформатор), Јахорина (3 трансформатора) и Фоча (2 трансформатора) на мјесто постојећих трансформатора снаге 4 MVA	Р					0	3467		3467
15	Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA у ТС 110/35/10 kV Рогатица на мјесто постојећег трансформатора снаге 8 MVA- ТЈ Рогатица	Р					0	400		400
16	Реконструкција 35kV водова на нивоу ОДС "Електродистрибуција" а.д. Пале	Р					0	14500		14500
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојећих 35 kV објеката			0	25	51	14	90	23151	0	23241
УКУПНО 35 kV објекти			0	25	51	14	90	24317	0	24407
10(20) kV објекти										
Изградња и припрема изградње нових 10(20) kV објеката										
1	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Вељине 4, ТС 10(20)/0,4 kV Добриња школа 2, ТС 10(20)/0,4 kV "Roof Gardens"- ТЈ Источно Ново Сарајево	И		270			270			270
2	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Ласта- ТЈ Источно Ново Сарајево	И		110			110			110
3	Изградња дијела 10(20) kV КБ вода за ТС Вељине 4, ТС Добриња школа 2 и ТС "Roof Gardens"- ТЈ Источно Ново Сарајево	И		42			42			42



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

4	Изградња дијела 10(20) kV КБ вод Језеро (КБ вод за ТС Шкрбино поље), Изградња дијела 10(20) kV КБ Иванићи (кроз шуму ка ТС Миљевићи 3), Изградња дијела 10(20) kV КБ вод за ТС Ласта - ТЈ Источно Ново Сарајево	И		35		35		35
5	Изградња ТС 10/(20)/0,4 kV Равна Планина 3, ТС 10/(20)/0,4 kV Подкоран 3, ТС 10/(20)/0,4kV Обућина баре 3, ТС 10(20)/0,4 kV Врхпрача 3- ТЈ Пале	И		395		395		395
6	Изградња дијела 10(20) kV КБ вода за ТС Равну Планину 3 и дијела 10(20) kV КБ вода за ТС Подкоран 3- ТЈ Пале	И		175		175		175
7	Изградња дијела 10(20) kV КБ вода Копачи-Устипрача-ФЛ Ново Горажде и Изградња дијела 10(20) kV КБ вода Соколовићи кроз насељено мјесто-Решетница- ТЈ Соколац	И		28		28		28
8	Изградња дијела 10(20) kV КБ вода Брод- ТЈ Фоча	И		105		105		105
9	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Тат 1, ТС 10(20)/0,4 kV Климамонт и ТС 10(20)/0,4 kV Крупац- ТЈ Источно Ново Сарајево	И			245	245		245
10	Изградња 10(20) kV КБ вода за ТС Тат 1, 10(20) kV КБ вод Језеро (КБ вод за ТС Шкрбино поље), 10(20) kV КБ вод Озренска (Од Еуроцентар до Униград 3) и 10(20) kV КБ вод Конструктор (ТС Блок 7-ТС Марвел 4) - ТЈ Источно Ново Сарајево	И		88		88		88
11	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Галенс Зворник, ТС 10(20)/0,4 kV Пољице 4 и ТС 10(20)/0,4 kV Обућина баре 4- ТЈ Пале	И			330	330		330
12	Изградња 10(20) kV КБ вода за ТС Вучко- ТЈ Пале	И		35		35		35
13	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Јаз- ТЈ Вишеград	И		20		20		20
14	Изградња 10(20) kV КБ вода за ТС Јаз- ТЈ Вишеград	И		84		84		84
15	Изградња 10(20) kV КБ вод К.О.Жљебови -од ТС Бурковића брдо 2-до ТС Лазе 1)- ТЈ Соколац	И		105		105		105



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

16	Изградња 10(20) kV КБ вод К.О.Жљебови кроз насељено мјесто Ђурковића брдо-ТЈ Соколац	И			70		70			70
17	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Дечанска 3 и ТС 10(20)/0,4 kV Дечанска 4- ТЈ Источно Ново Сарајево	И					220		220	220
18	Изградња 10(20) kV КБ вод за ТС Дечанска 3, 10(20) kV КБ вод за ТС Дечанска 4, 10(20) kV КБ вода Град (изградња КБ везе ТС Лукавица 6 -ТС Касарна 2), 10(20) kV КБ вода Грлица (нови мост Радуловац), 10(20) kV КБ вода Конструктор (каблирање ка Касиндолу), 10(20) kV КБ вода Јаслица (ТС Лукавица школа-ТС ФЦ-2) и 10(20) kV КБ вода Ламела (ТС ламела -ТС Павловац 3)-ТЈ Источно ново Сарајево	И					182		182	182
19	Изградња ТС 10/(20)/0,4 kV Брус 5 и ТС 10/(20)/0,4 kV Дворишта- ТЈ Пале	И					260		260	260
20	10(20) kV КБ вод К.О.Жљебови кроз насељено мјесто Ђурковића брдо- ТЈ Соколац	И					70		70	70
21	Изградња ТС 10(20)/0,4 kV Надићи- ТЈ Соколац	И					25		25	25
22	Изградња међувезе ДВ Аутобаза-ДВ Соколовићи- ТЈ Соколац	И					88		88	88
23	10(20) kV КБ вод за ТС Дворишта- ТЈ Пале	И						0	420	420
24	10(20) kV КБ вод за локалитет РАОП- ТЈ Источно Ново Сарајево	И						0	300	300
25	Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV, 1600 kVA за потребе напајања новог корисника - пословни објекат (инвеститор Министарство сигурности БИХ - Државна агенција за истраге и заштиту), кабловски од ТС Ламела до нове ТС)- ТЈ Источно Ново Сарајево	И						0	84	84
26	Прикључак 10 kV по принципу улаз/излаз за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања нових корисника - пословних објеката (инвеститори Construct Invest д.о.о. Требиње и "Panorama Hills" д.о.о. Источно Сарајево) на кабловском изводу 10 kV Вучко из ТС 35/10 kV Јахорина (улаз/излаз пре ТС 10/0,4 kV Јахорина Дом ЈНА 630 kVA)- ТЈ Пале	И						0	116	116



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

27	Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Рогој (на 10 kV изводу Бољановићи из ТС 35/10 kV Добро Поље) и ТС 10/0,4 kV Широкари 2 (на 10 kV изводу Трново 4 из ТС 35/10 kV Трново)- ТЈ Трново	И					0	160		160	
28	Изградња електроенергетских објеката (ТС 10/0,4 kV са прикључним 10 kV водовима) на подручјима гдје постоји усвојена просторно - планска документација	И					0	7000		7000	
29	Куповина земљишта за изградњу нових прикључних јединица	П					0	1500		1500	
УКУПНО изградња и припрема изградње нових 10(20) kV објеката				0	1160	977	845	2981	9580	0	12561
Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих 10(20) kV објеката											
1	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Лукавица 4 и ТС 10(20)/0,4 kV Лукавица школа- ТЈ Источно Ново Сарајево	Р		27			27				27
2	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Вељине 2 и ТС 10(20)/0,4 kV Тропик- ТЈ Источно Ново Сарајево	Р		125			125				125
3	Реконструкција 10(20) kV вода Иванићи (локалитет Иванићи), 10(20) kV вод Тилава (оцјеп за Клек) и 10(20) kV вода Тилава (оцјеп за ТС Станојевићи)- ТЈ Источно Ново Сарајево	Р		24			24				24
4	Реконструкција ТС 10/(20)/0,4 kV Борд- ТЈ Пале	Р		50			50				50
5	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Расадињик и ТС 10(20)/0,4 kV Стјенице и замјена НН ормара у ТС 10/(20)/0,4 kV: Доње Осово, Врлазје, Шаторовићи, Расадињик, Бранковићи- ТЈ Рогатица	Р		46			46				46
6	Реконструкција 10(20) kV вода Матино Брдо, 10(20) kV вода Пилана Сладара, 10(20) kV вода Пешурићи, 10(20) kV вода Козићи- ТЈ Рогатица	Р		88			88				88



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

7	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Подроманија 1, ТС 10(20)/0,4 kV Мангурићи, ТС 10(20)/0,4 kV Грбићи и уградња мјерења у ТС 10(20)/0,4 kV: Црвчићи, Врховине, Баре 2, Заграђе а, Заграђе 2, замјена НН ормара у ТС 10(20)/0,4 kV Паржевићи- ТЈ Соколац	Р		49		49		49
8	Реконструкција 10(20) kV вода Аутобаза (од Коштутице до Мичивода) и уградња реклозера на 10(20) kV водовима Каљина-Пусто село, Жљебови (отцјеп за Мичиводе и Ладовиће) и Соколовићи- ТЈ Соколац	Р		113		113		113
9	Реконструкција 10(20) kV вода Добрун и 10(20) kV вода Међеђа- ТЈ Вишеград	Р		75		75		75
10	Реконструкција 10(20) kV вода за ТС Труба и ТС Кијево Школа-ТЈ Трново	Р		5		5		5
11	Реконструкција 10(20) kV вода Дуванска, 10(20) kV вода Јошаница, 10(20) kV вода Слатина, 10(20) kV вода Ливаде и уградња 5 растављача-ТЈ Фоча	Р		136		136		136
12	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Велики Банићи, ТС 10(20)/0,4 kV Тодоровићи, ТС 10(20)/0,4 kV Хоћевина, ТС 10(20)/0,4 kV Миљено 2- ФЛ Чајниче	Р		14		14		14
13	Реконструкција 10(20) kV вода Закаље-Миљено, 10(20) kV вода Чајниче-Заборац и 10(20) kV вода Међурјечје-Батово- ФЛ Чајниче	Р		64		64		64
14	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Рудо 1, ТС 10(20)/0,4 kV Росуље, ТС 10(20)/0,4 kV Миоче 1, ТС 10(20)/0,4 kV Церовићи, ТС 10(20)/0,4 kV Видаковићи, ТС 10(20)/0,4 kV Увац Нова- ФЛ Рудо	Р		30		30		30
15	Реконструкција 10(20) kV вода Увац - ФЛ Рудо	Р		23		23		23
16	Реконструкција 10(20) kV вода за ТС Бољановићи, ТС Сијерча, ТС Језеро- ФЛ Калиновик	Р		30		30		30
17	Реконструкција 10(20) kV вода Вучија Лука и 10(20) kV вода Бјелогорци -ФЛ Источни Стари град	Р		19		19		19
18	Реконструкција 10(20) kV вода Огличева и 10(20) kV вода Копачи-Устипрача- ФЛ Ново Горажде	Р		20		20		20



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

19	Реконструкција 10(20) kV вода за Сијерча, 10(20) kV вода за Бољановиће, 10(20) kV вода за Миљевину и 10(20) kV вода Влахоље-Улог- ФЛ Калиновик	Р			52		52			52
20	Реконструкција 10(20) kV вода за Кијево 3- ТЈ Трново	Р			3		3			3
21	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Лукавица 5, ТС 10(20)/0,4 kV Горњи Которац 2 и ТС 10(20)/0,4 kV Радуловац- ТЈ Источно Ново Сарајево	Р			61		61			61
22	Реконструкција 10(20) kV вода Тилава (локалитет Планина), 10(20) kV вод Касиндо III фаза (Крешнице - Г. Младице) и 10(20) kV вод Иванићи- ТЈ Источно Ново Сарајево	Р			27		27			27
23	Реконструкција 10(20) kV Биоско- ФЛ Источни Стари град	Р			7		7			7
24	Реконструкција 10(20) kV вода Шетићи, 10(20) kV вода Сјеверско -Жепа, 10(20) kV вода Пешурићи, 10(20) kV вода Пилана Сладара (отцјеп ка Сељанима) и замјена НН ормара у ТС- ТЈ Рогатица	Р			92		92			92
25	Реконструкција 10 kV Копачи-Устипрача и 10 kV Копачи-Живојевићи-ФЛ Ново Горажде	Р			47		47			47
26	Реконструкција 10(20) kV вода Заборак-Тодоровићи, 10(20) kV вода Луке-Трпиње, 10(20) kV вода Миљено-Луке и 10(20) kV вода Луке-Поникве- ФЛ Чајниче	Р			69		69			69
27	Реконструкција 10(20) kV Жупа дионица Гребен-Прелово и уградња реклозера - ТЈ Вишеград	Р			38		38			38
28	Уградња реклозера на 10(20) kV вод Стргачина и 10(20) kV вод Увац и реконструкција 10(20) kV вода Увац- ФЛ Рудо	Р			84		84			84
29	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Цикотско поље и ТС 10(20)/0,4 kV Штрпци- ФЛ Рудо	Р			4		4			4
30	Реконструкција 10(20) kV вода Слатина и уградња 8 растављача на ДВ- ТЈ Фоча	Р			64		64			64
31	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Солитер уградња СН блока-ТЈ Фоча	Р			32		32			32



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

32	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Медојевићи и ТС 10(20)/0,4 kV Занатски центар (уградња ВН блока)- ТЈ Соколац	Р			47		47			47
33	Реконструкција 10(20) kV вода Соколовићи (од Селишта до Калиманића), 10(20) kV вода Ново село, отцјеп за ТС Бабине, 10(20) kV вода Каљина (уградња реклозера), 10(20) kV вода Унис-Сајице (уградња реклозера), Замјена ЛР 36-48 на 10(20) kV воду Баре и Замјена ЛР 36-78 на 10(20) kV воду Палеж- ТЈ Соколац	Р			158		158			158
34	Реконструкција дијела 10(20) kV вода за Сијерча, 10(20) kV вода за Миљевину и 10(20) kV вода Влахоље-Улог-ФЛ Калиновик	Р					34		34	34
35	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Горње Младице, ТС 10(20)/0,4 kV Тврдићи, ТС 10(20)/0,4 kV Спортски аеродром и ТС 10(20)/0,4 kV Кула привредник- ТЈ Источно Ново Сарајево	Р					82		82	82
36	Реконструкција 10(20) kV вода Тилава (локалитет Толик), 10(20) kV вода Касиндо IV фаза (Касиндо-Врела) и 10(20) kV вод Озренска (локалитет Ђ.поток)- ТЈ Источно Ново Сарајево	Р					24		24	24
37	Реконструкција дијела 10(20) kV вода Лапишница- ФЛ Источни Стари град	Р					11		11	11
38	Реконструкција дијела 10(20) kV вода Козићи, 10(20) kV вода Пилана Сладара- према Закому и 10(20) kV вода Матино брдо-ТЈ Рогатица	Р					51		51	51
39	Реконструкција дотрајалих НН ормара на трафостаницама- ТЈ Рогатица	Р					18		18	18
40	Реконструкција 10(20) kV вода Козара-Поткозара, 10(20) kV вода Огличева и 10(20) kV вода Новаковићи-Милатовићи- ФЛ Ново Горажде	Р					18		18	18
41	Реконструкција 10(20) kV вода Миљено-Бучковићи, 10(20) kV вода Заборак-Хоћевина, 10(20) kV вода Борајно-Макотићи- ФЛ Чајниче	Р					49		49	49
42	Реконструкција 10(20) kV вода Жупа дионица П.Ријека-Блаце, 10(20) kV вода Међеђа Дринско-Меремшље, 10(20) kV вода Добрун Вардиште-Мацуте и 10(20) kV Социјално-Околишта- ТЈ Вишеград	Р					141		141	141



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

43	Реконструкција 10(20) kV вода Стргачина , 10(20) kV вода Увац, 10(20) kV вода Мановића поље-Плема- ФЛ Рудо	Р				140	140			140	
44	Реконструкција 10(20) kV вода Јошаница- ТЈ Фоча	Р				123	123			123	
45	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Центар- уградња СН блока- ТЈ Фоча	Р				32	32			32	
46	Реконструкција ТС 10(20)/0,4 kV Кнежинска и ТС 10(20)/0,4 kV Кусаче- ТЈ Соколац	Р				28	28			28	
47	Реконструкција 10(20) kV вода за ТС Берек и уградња реклозера на 10(20) kV вод Каљина- ТЈ Соколац	Р				95	95			95	
48	Санација постојећих 10(20) kV водова, ТС, НН мрежа на подручју ТЈ/ФЛ и учешће у изградњи нових електроенергетских објеката који не могу бити предвиђени планом	Р		200	100	100	400			400	
49	Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV ТКТ, 400 kVA и ТС 10/0,4 kV Силос, 630 kVA- ТЈ Вишеград	Р					0	27		27	
50	Прикључак 10 kV за нову ТС 10/0,4 kV за потребе напајања новог корисника - пословни објекат (инвеститор Dishley д.о.о. Сарајево) на 10 kV изводу Требевић из ТС 35/10 kV Коран (из ТС 10/0,4 kV Брус 2-Банка 160 kVA)- ТЈ Пале	Р					0	92		92	
51	Нови 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Блок Б2 (на изводу Интал из ТС 110/35/10 kV Пале) и ТС 10/0,4 kV Упи Коран (на изводу Шип пирана из ТС 110/35/10 kV Пале)- ТЈ Пале	Р					0	43		43	
52	Реконструкција прве двије надземне дионице извода 10 kV Требевић из ТС 35/10 kV Коран (повећање пресека ужета)- ТЈ Пале	Р					0	44		44	
53	Реконструкција дионице 10 kV између извода 10 kV Увац из ТС 35/10 kV Увац и извода 10 kV Добрун из ТС 400/220/110/35/10 kV Вишеград- ТЈ Вишеград	Р					0	32		32	
54	Реконструкција постојећих 10 kV водова	Р					0	3000		3000	
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојећих 10(20) kV објеката				0	1136	884	944	2964	3238	0	6203



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

УКУПНО 10(20) kV објекти				0	3432	2744	2733	8910	16057	0	24967
НН мрежа											
Изградња и припрема изградње нових НН мрежа											
1	Изградња дијела НН мреже на подручју ОДС "Електродистрибуција" а.д. Пале	И		78	48	45	171	1500			1671
УКУПНО изградња и припрема изградње нових НН мрежа				0	78	48	45	171	1500	0	1671
Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих НН мрежа											
1	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ТЈ Источно Ново Сарајево	Р		21	36	41	99				99
2	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ТЈ Пале	Р		55	74	92	220				220
3	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ТЈ Соколац	Р		20	22	35	77				77
4	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ТЈ Рогатица	Р		48	59	81	188				188
5	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ТЈ Вишеград	Р		77	71	23	171				171
6	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ТЈ Фоча	Р		51	29		80				80
7	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ТЈ Трново	Р		29	6	4	39				39
8	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ФЛ Калиновик	Р		31	7	7	46				46
9	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ФЛ Источни Стари град	Р		12	12	10	34				34



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

10	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ФЛ Ново Горажде	Р		19	10		29			29	
11	Реконструкција дијела НН мреже на подручју ФЛ Рудо	Р		39	98	58	195			195	
12	Реконструкција постојеће НН мреже	Р					0	5000		5000	
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојећих НН мрежа				0	402	425	350	1177	5000	0	6177
УКУПНО НН мрежа				0	480	472	395	1347	6500	0	7847
Прикључци											
Изградња и припрема изградње нових прикључака											
1	Изградња нових прикључака Мор-у	И		61	61	61	184			184	
2	Изградња прикључака на простору ТЈ Источно Сарајево	И		350	350	350	1050			1050	
3	Изградња прикључака на простору ТЈ Пале и ФЛ Источни Стари Град	И		360	360	360	1080			1080	
4	Изградња прикључака на простору ТЈ Соколац	И		60	60	60	180			180	
5	Изградња прикључака на простору ТЈ Рогатица и ФЛ Ново Горажде	И		60	60	60	180			180	
6	Изградња прикључака на простору ТЈ Вишеград и ФЛ Рудо	И		90	90	90	270			270	
7	Изградња прикључака на простору ТЈ Фоча и ФЛ Чајниче	И		117	117	117	351			351	
8	Изградња прикључака на простору ТЈ Трново и ФЛ Калиновик	И		20	20	20	60			60	



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

9	Изградња прикључака на простору ОДС "Електродистрибуција" а.д. Пале	И					0	7000		7000
УКУПНО изградња и припрема изградње нових прикључака			0	1118	1118	1118	3355	7000	0	10355
Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих прикључака										
1	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на простору ТЈ Источно Сарајево	Р		28	28	28	84			84
2	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на простору ТЈ Пале и ФЛ Источни Стари град	Р		49	49	49	148			148
3	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на простору ТЈ Соколац	Р		10	10	10	30			30
4	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на простору ТЈ Рогатицаи ФЛ Ново Горажде	Р		13	13	13	40			40
5	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на простору ТЈ Вишеград и ФЛ Рудо	Р		17	22	22	61			61
6	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на простору ТЈ Фоча и ФЛ Чајниче	Р		9	9	9	26			26
7	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на простору ТЈ Трново и ФЛ Калиновик	Р		3	3	3	10			10
8	Реконструкција кућних прикључака и измјештање мјерних мјестах на простору које покрива ОДС "Електродистрибуција" а.д. Пале	Р					0	1000		1000
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојећих прикључака			0	129	134	134	398	1000	0	1398
УКУПНО прикључци			0	1247	1253	1253	3753	8000	0	11753
УКУПНО ИЗГРАДЊА И ПРИПРЕМА ИЗГРАДЊЕ НОВИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ ОБЈЕКТА			0	2356	2142	2008	6506	19247	0	25753



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

УКУПНО РЕКОНСТРУКЦИЈА, САНАЦИЈА И ЗАМЈЕНА ОПРЕМЕ ПОСТОЈЕЋИХ ЕЕ ОБЈЕКТА			0	1693	1494	1443	4629	32889	0	37518	
УКУПНО ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ ОБЈЕКТИ			0	4049	3636	3450	11135	52136	0	63271	
МЈЕРНИ УРЕЂАЈИ И МЈЕРНА ИНФРАСТРУКТУРА											
Уградња нових мјерних уређаја и нове мјерне инфраструктуре											
1.	Замјена бројила на простору ОДС "Електродистрибуција" а.д. Пале		Р		1924	2612	2639	7175	14000		21175
УКУПНО уградња нових мјерних уређаја и мјерне инфраструктуре			0	1924	2612	2639	7175	14000	0	21175	
Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих мјерних уређаја и мјерне инфраструктуре											
1.								0			0
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојећих мјерних уређаја и мјерне инфраструктуре			0	0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО УГРАДЊА НОВИХ МЈЕРНИХ УРЕЂАЈА И МЈЕРНЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ			0	1924	2612	2639	7175	14000	0	21175	
УКУПНО РЕКОНСТРУКЦИЈА, САНАЦИЈА И ЗАМЈЕНА ОПРЕМЕ ПОСТОЈЕЋИХ МЈЕРНИХ УРЕЂАЈА И МЈЕРНЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ			0	0	0	0	0	0	0	0	
УКУПНО МЈЕРНИ УРЕЂАЈИ И МЈЕРНА ИНФРАСТРУКТУРА			0	1924	2612	2639	7175	14000	0	21175	



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

СИСТЕМИ ЗА УПРАВЉАЊЕ, НАДЗОР И АУТОМАТИЗАЦИЈУ МРЕЖЕ										
Увођење нових система за управљање, надзор и аутоматизацију мреже										
1.	Управљање СН мрежама "по дубини"	О		694	1388	2082	4164			4164
УКУПНО увођење нових система за управљање, надзор и аутоматизацију мреже			0	694	1388	2082	4164	0	0	4164
Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих система за управљање, надзор и аутоматизацију мреже										
1	ТС 35/10 kV Добро Поље (припрема за SCADA систем)	Р		130			130			130
2	ТС 35/10 kV Борике (припрема за SCADA систем)	Р		160			160			160
3	ТС 35/10 kV Рудо (припрема за SCADA систем)	Р		190			190			190
4	ТС 35/10 kV Миљевина (припрема за SCADA систем)	Р		120			120			120
5	ТС 35/10 kV Јажићи (припрема за SCADA систем)	Р			160		160			160
6	ТС 35/10 kV Мокро (припрема за SCADA систем)	Р			130		130			130
7	10 kV расклопница Велечево (припрема за SCADA систем)	Р			90		90			90
8	ТС 35/10 kV Бук Бијела (припрема за SCADA систем)	Р			90		90			90
9	ТС 35/10 kV Хреша (припрема за SCADA систем)	Р				120	120			120
10	ТС 35/10 kV Подграб (припрема за SCADA систем)	Р				100	100			100



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

11	ТС 35/10 kV Луке (припрема за SCADA систем)	Р				100	100			100
12	ТС 35/10 kV Маглић (припрема за SCADA систем)	Р				200	200			200
13	Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих система за управљање, надзор и аутоматизацију мреже на нивоу ОДС "Електродистрибуција " Пале	Р						500		500
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојећих система за управљање, надзор и аутоматизацију мреже			0	600	470	520	1590	500	0	2090
УКУПНО УГРАДЊА НОВИХ СИСТЕМА ЗА УПРАВЉАЊЕ, НАДЗОР И АУТОМАТИЗАЦИЈУ МРЕЖЕ			0	694	1388	2082	4164	0	0	4164
УКУПНО РЕКОНСТРУКЦИЈА, САНАЦИЈА И ЗАМЈЕНА ОПРЕМЕ ПОСТОЈЕЋИХ СИСТЕМА ЗА УПРАВЉАЊЕ, НАДЗОР И АУТОМАТИЗАЦИЈУ МРЕЖЕ			0	600	470	520	1590	500	0	2090
УКУПНО СИСТЕМИ ЗА УПРАВЉАЊЕ, НАДЗОР И АУТОМАТИЗАЦИЈУ МРЕЖЕ			0	1294	1858	2602	5754	500	0	6254
УЛАГАЊА У РАЗВОЈНЕ СТУДИЈЕ, АНАЛИЗЕ И НОВЕ ТЕХНОЛОГИЈЕ										
1.							0			0
УКУПНО УЛАГАЊА У РАЗВОЈНЕ СТУДИЈЕ, АНАЛИЗЕ И НОВЕ ТЕХНОЛОГИЈЕ			0	0	0	0	0	0	0	0



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

ВОЗИЛА										
Набавка нових возила										
1.	Возила и механизација	О		200	100	100	400	700		1100
УКУПНО набавка нових возила			0	200	100	100	400	700	0	1100
Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих возила										
1.							0			0
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојећих возила			0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО НАБАВКА НОВИХ ВОЗИЛА			0	200	100	100	400	700	0	1100
УКУПНО РЕКОНСТРУКЦИЈА, САНАЦИЈА И ЗАМЈЕНА ОПРЕМЕ ПОСТОЈЕЋИХ ВОЗИЛА			0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО ВОЗИЛА			0	200	100	100	400	700	0	1100
ГРАЂЕВИНСКИ ОБЈЕКТИ И ОСТАЛИ ПОСЛОВНИ ПРОСТОРИ										
Изградња и набавка нових грађевинских објеката и осталих пословних простора										
1.							0			0
УКУПНО изградња и набавка нових грађевинских објеката и осталих пословних простора			0	0	0	0	0	0	0	0



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих грађевинских објеката и осталих пословних простора										
1.	Грађевински објекти			150	6	6	162	399		561
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојећих грађевинских објеката и осталих пословних простора			0	150	6	6	162	399	0	561
УКУПНО НАБАВКА НОВИХ ГРАЂЕВИНСКИХ ОБЈЕКТА И ОСТАЛИХ ПОСЛОВНИХ ПРОСТОРА										
			0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО РЕКОНСТРУКЦИЈА, САНАЦИЈА И ЗАМЈЕНА ОПРЕМЕ ПОСТОЈЕЋИХ ГРАЂЕВИНСКИХ ОБЈЕКТА И ОСТАЛИХ ПОСЛОВНИХ ПРОСТОРА			0	150	6	6	162	399	0	561
УКУПНО ГРАЂЕВИНСКИ ОБЈЕКТИ И ОСТАЛИ ПОСЛОВНИ ПРОСТОРИ			0	150	6	6	162	399	0	561
КОМУНИКАЦИОНА ИНФРАСТРУКТУРА, ПОСЛОВНА ИНФОРМАТИКА И ПОДРШКА ПОСЛОВАЊУ										
Изградња и набавка нове комуникационе инфраструктуре, пословне информатике и подршке пословању										
1	Сервер сала са набавком агрегата			200			200			200
2	Набавка серверске и телекомуникационе опреме за виртуализациону платформу			300			300			300
3	Набавка интегрисаног система заштите ИТ окружења			85	50	50	185			185
4	Интеграциони систем за управљање документима - "DMS"			5	5	5	15	385		400
5	Имплементација најма и одржавање софтверског рјешења за подршку пословним процесима оператора дистрибутивног система			258	258	258	773	773		1546
6	Рачунарска и комуникациона опрема			70	70	70	210	300		510
7	Инвестиционо развијање, проширивање АММ софтвера					300	300			300



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

8	ГИС - географски информациона систем						0	1000		1000
УКУПНО изградња и набавка нове комуникационе инфраструктуре, пословне информатике и подршке пословању			0	918	383	683	1983	2458	0	4441
Реконструкција, санација и замјена опреме постојеће комуникационе инфраструктуре, пословне информатике и подршке пословању										
1.							0			0
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојеће комуникационе инфраструктуре, пословне информатике и подршке пословању			0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО НАБАВКА НОВЕ КОМУНИКАЦИОНЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ, ПОСЛОВНЕ ИНФОРМАТИКЕ И ПОДРШКЕ ПОСЛОВАЊУ			0	918	383	683	1983	2458	0	4441
УКУПНО РЕКОНСТРУКЦИЈА, САНАЦИЈА И ЗАМЈЕНА ОПРЕМЕ ПОСТОЈЕЋЕ КОМУНИКАЦИОНЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ, ПОСЛОВНЕ ИНФОРМАТИКЕ И ПОДРШКЕ ПОСЛОВАЊУ			0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО КОМУНИКАЦИОНА ИНФРАСТРУКТУРА, ПОСЛОВНА ИНФОРМАТИКА И ПОДРШКА ПОСЛОВАЊУ			0	918	383	683	1983	2458	0	4441
ИСПИТНА И МЈЕРНА ОПРЕМА, ЗАШТИТНА ТЕХНИЧКА СРЕДСТВА, АЛАТИ И МАШИНЕ										
Набавка нове испитне и мјерне опреме, заштитних техничких средстава, алата и машина										
1.							0			0
УКУПНО набавка нове испитне и мјерне опреме, заштитних техничких средстава, алата и машина			0	0	0	0	0	0	0	0
Реконструкција, санација и замјена испитне и мјерне опреме, заштитних техничких средстава, алата и машина										
1.							0			0



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

УКУПНО реконструкција, санација и замјена испитне и мјерне опреме, заштитних техничких средстава, алата и машина			0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО НАБАВКА НОВЕ ИСПИТНЕ И МЈЕРНЕ ОПРЕМЕ, ЗАШТИТНИХ ТЕХНИЧКИХ СРЕДСТАВА, АЛАТА И МАШИНА			0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО РЕКОНСТРУКЦИЈА, САНАЦИЈА И ЗАМЈЕНА ИСПИТНЕ И МЈЕРНЕ ОПРЕМЕ, ЗАШТИТНИХ ТЕХНИЧКИХ СРЕДСТАВА, АЛАТА И МАШИНА			0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО ИСПИТНА И МЈЕРНА ОПРЕМА, ЗАШТИТНА ТЕХНИЧКА СРЕДСТВА, АЛАТИ И МАШИНЕ			0	0	0	0	0	0	0	0
ОСТАЛО										
Изградња и набавка нових осталих основних средстава										
1.	Канцеларијски намјештај и ситнија основна средства			30			30	100		130
УКУПНО изградња и набавка нових осталих основних средстава			0	30	0	0	30	100	0	130
Реконструкција, санација и замјена опреме постојећих осталих основних средстава										
1.							0			0
УКУПНО реконструкција, санација и замјена опреме постојећих осталих основних средстава			0	0	0	0	0	0	0	0
УКУПНО ИЗГРАДЊА И НАБАВКА НОВИХ ОСТАЛИХ ОСНОВНИХ СРЕДСТАВА			0	30	0	0	30	100	0	130
УКУПНО РЕКОНСТРУКЦИЈА, САНАЦИЈА И ЗАМЈЕНА ОПРЕМЕ ПОСТОЈЕЋИХ ОСТАЛИХ ОСНОВНИХ СРЕДСТАВА			0	0	0	0	0	0	0	0



ОДС “ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА” А.Д. ПАЛЕ

УКУПНО ОСТАЛО	0	30	0	0	30	100	0	130
УКУПНО ИЗГРАДЊА И НАБАВКА НОВИХ ОСНОВНИХ СРЕДСТАВА	0	6122	6625	7511	20258	36505	0	56762
УКУПНО РЕКОНСТРУКЦИЈА, САНАЦИЈА И ЗАМЈЕНА ОПРЕМЕ ПОСТОЈЕЋИХ ОСНОВНИХ СРЕДСТАВА	0	2443	1970	1969	6381	33289	0	39670
УКУПНО ИНВЕСТИЦИЈЕ	0	8565	8594	9480	26639	69793	0	96432

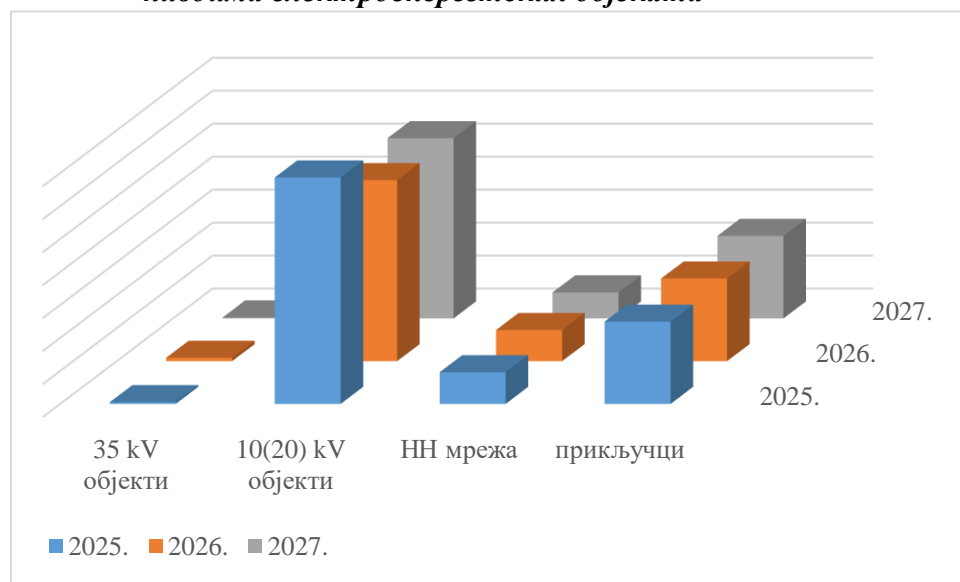


5.1.3. Закључне напомене

Десетогодишњи план развоја дистрибутивне мреже с детаљном разрадом за почетни трогодишњи и једногодишњи период темељи се на израђеним студијама развоја и енергетске ефикасности дистрибутивне мреже, те подацима о постојећем стању мреже и планираним улагањима, при чему су уважена искуства израде претходних вишегодишњих планова.

За почетни трогодишњи период појединачно су разрађена улагања у изградњу и реконструкцију прикључака и електроенергетских објеката напонских нивоа 35, 10 и 0,4 kV. На слици бр. 7 дат је визуелни приказ расподјеле средстава за почетни трогодишњи период плана развоја по напонским нивоима објеката.

Слика 7. Планирана улагања за период планирања 2025-2027. године по напонским нивоима електроенергетских објеката



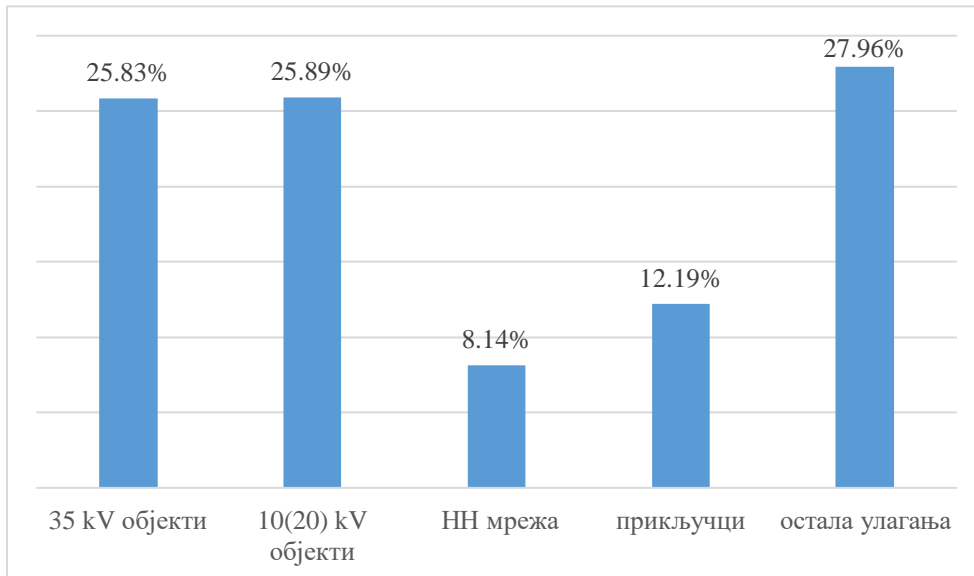
До краја 2034. године укупна вриједност инвестиција које се планирају реализовати на дистрибутивном подручју ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале износи 96.432.000 КМ.

У идућем десетогодишњем раздобљу, тежиште ће, осим знатних улагања у мјерне уређаје и инфраструктуру, бити на улагањима у средњонапонску и нисконапонску мрежу што ће осигурати поузданост напајања и смањење губитака. Улагањима у аутоматизацију мреже и нове технологије модернизује се мрежа и повећава ефикасност пословања, док ће се предвиђеним улагањима у пословну инфраструктуру осигурати нормално функционисање оператера дистрибутивног система.

На слици бр. 8 дат је визуелни приказ процентуалног улагања у десетогодишњем плану развоја.



Слика бр. 8: Процентуална расподела улагања за период планирања 2025-2034. године



Улагањима обухваћеним десетогодишњим планом осигурава се дугорочна одрживост и стабилност дистрибутивног система. Због изразито дугог периода планирања, треба нагласити да сложеност окружења и планског периода, сложеност дистрибутивне мреже по броју, структури и локацији електроенергетских објеката, тешкоће у сагледавању пораста оптерећења, проблеми повезани с јавним набавкама роба и услуга, изражен пораст цијена роба и радова у годинама које претходе планском раздобљу, могу утицати на успјешну реализацију улагања према исказаном у плану.



Стручни тим за израду нацрта Десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале:

1. Драгана Ждрале дипл.ел.инж., Служба за стратешко управљање имовином;
2. Драгана Стојановић, дипл.ел.инж., Служба за оперативно управљање имовином.

Интерна радна група на нивоу ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале:

- **Сектор за управљање имовином:**
 - Данијела Колток, дипл.ецц.
 - Данијел Цида, дипл.ел.инж.
 - Зоран Дурутовић, дипл.ел.инж.
 - Милица Арнаутовић, дипл.ел.инж.
 - Бојан Малетић, дипл.ел.инж.
- **Сектор за теренске операције:**
 - Драган Шараба, дипл.ел.инж.
 - Зоран Ашкраба, дипл.ел.инж.
 - Бранимир Мумовић, дипл.ел.инж.
- **Сектор за управљање мрежом:**
 - Божидар Дивчић, дипл.ел.инж.
- **Сектор за мјерење и однос с корисницима:**
 - Љиљана Цвјетковић, дипл.ел.инж.
 - Бојана Делипара, дипл.ел.инж.
 - Александра Штрбац, дипл.ел.инж.
 - Богдан Милошевић, дипл.ел.инж.
 - Славенка Лазовић, дипл.маш.инж.
- **Сектор подршке:**
 - Слободан Бутулија, дипл.ецц.
 - Немања Столица, дипл.ецц.
 - Рада Баричанин, дипл.ецц.
 - Далиборка Пијук, дипл.ецц.
- **Служба за ИТ:**
 - Велимир Савић



6. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Закон о електричној енергији („Службени гласник РС број 68/20“)
- [2] Дистрибутивна мрежна правила МХ „Електропривреда Републике Српске” А.Д. Требиње, март 2019. године, Требиње
- [3] Критеријуми за израду десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже, МХ „Електропривреда Републике Српске” А.Д. Требиње, октобар 2021. године, Требиње
- [4] Правилник о регулацији квалитета снабдијевања електричном енергијом, децембар 2022. године, Требиње
- [5] Студија развоја електродистрибутивног система Републике Српске, 2010. године, Електротехнички институт „Никола Тесла” Београд
- [6] Подаци о преносној мрежи, Електропренос БиХ
- [7] Дугорочни план развоја преносне мреже 2021-2030. година, 2021. године, Електропренос БиХ
- [8] Подаци из базе основних средстава, „sar“-а, извјештаји и анализе – ОДС „Електродистрибуција“ а.д. Пале