

**Оператер дистрибутивног система “Електро-Херцеговина”  
акционарско друштво Требиње**

Улица Јована Рашковића 6, 89101 Требиње, Република Српска – БиХ; Тел: +387 59 279 801;  
Web: [www.elektrohercegovina.com](http://www.elektrohercegovina.com); E-mail: [ehtb@elektrohercegovina.com](mailto:ehtb@elektrohercegovina.com); ЈИБ: 4401354720000;  
ИБ: 401354720000; Регистровано код Основног суда у Требињу, бр. рег. ул. 062-0-РЕГ-012-  
000234; Матични број: 1779729

**Н А Ц Р Т**

**ДЕСЕТОГОДИШЊЕГ ПЛАНА РАЗВОЈА ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ**

**ОДС ЗП „ЕЛЕКТРО ХЕРЦЕГОВИНА“ А.Д. ТРЕБИЊЕ**

**(ЗА ПЕРИОД 2025 – 2034 ГОДИНА)**

## УВОД

Оператор дистрибутивног система РС је на основу Закона о електричној енергији, „Службени гласник Републике Српске“ број 68/20 (члан 5. став (4), те члан 52. ставови (1),(2) и (3)), дужан да управља, одржава и развија дистрибутивни систем, којим се осигурава дугорочна способност система да задовољи реалне потребе за дистрибуцијом ел. енергије и економичним коришћењем дистрибутивне мреже, изради планове развоја и инвестиција, обезбједи усклађеност погона дистрибутивне мреже са преносном мрежом те прикљученим постројењима крајњих упаца.

Десетогодишњи план развоја ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње је проистекао из Законске и стручне потребе да се сагледа развој дистрибутивне мреже овог подручја које заједно са остала 4 оператора дистрибутивног система чини електродистрибутивни систем Републике Српске. Методологија и критеријуми за панирање развоја дистрибутивне мреже прописују се Дистрибутивним мрежним правилима које доноси оператор дистрибутивног система. На основу дистрибутивних мрежних правила Оператор дистрибутивног система (ОДС) припрема краткорочне и дугорочне планове развоја и изградње дистрибутивне мреже. Дугорочни план развоја доноси се на период од 10 година на основу три могућа сценарија развоја потрошње (низак, средњи и висок раст потрошње).

Дугорочним плановима развоја ближе се одређује стратегија развоја дистрибутивне мреже која прати Стратегију развоја енергетског сектора Републике Српске, актуелни план развоја преносне мреже, као и документе просторног уређења и захтјеве корисника за прикључење. ОДС при изради овог плана узима у обзир и мјере енергетске ефикасности, потрошњу и интеграцију дистрибутивне производње. Да би имао стартну позицију, ОДС континуирано прати и анализира податке о искориштености капацитета дистрибутивне мреже, прати електричне параметре у мрежи.

Десетогодишњи план развоја дистрибутивне мреже ће дати приказ и реално сагледавање постојећег стања ОДС-а, уз сагледавање постојеће регулативе и кориштење других расположивих студијских података, што ће резултовати систематичним прегледом потребних улагања којима ће електродистрибутивни систем бити доведен на ниво веће погонске поузданости, а квалитет испоруке на технички прихватљив ниво, уз испуњење стандарда којима се регулинише квалитет снабдјевања ел. енергијом.

Из овог плана развоја слиједит ће трогодишњи и једногодишњи план инвестиција гдје ће бити детаљније урађена процјена потребе за додатним капацитетима узимајући у обзир развој дистрибуиране производње, мјере енергетске ефикасности, нове технологије и сл, затим изградњу нових и реконструкцију односно санацију постојећих ЕЕ објеката, као и план одржавања елемената дистрибутивне мреже, а све с циљем повећања сигурности, квалитета и континуитета испоруке ел. енергије крајњим корисницима. Потребно је напоменути да је десетогодишњи план грубља процјена улагања у електродистрибутивни систем јер диктирање потрошње и интеграција дистрибуиране производње могу

одгодити или убрзати потребе за појединим капацитетима/елементима електродистрибутивне мреже.

### **Општи подаци и тренутно стање ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње**

ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње своју дистрибутивну делатност обавља на подручју јужног дијела Републике Српске. ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње чини 6 теренских јединица: Требиње, Билећа, Гацко, Невесиње, Љубиње и Берковићи. Покрива површину је око 3600 km<sup>2</sup>, са 32000 мјерних мјеста. Располаже и одржава 1300 km СН мреже, 1500 km НН мреже, 8 трафостаница СН/СН, 900 трафостаница СН/НН

На дистрибутивни систем који покрива ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње прикључено је 3 мале хидроелектрана (МХЕ) укупне инсталисане снаге око 2,8 MW и око 300 соларних електрана мале снаге (МСЕ) укупне инсталисане снаге око 52 MW при чему се највећи број налази на подручју ТЈ Билећа и Невесиње. Значајан број малих електрана је у процедури изградње и прикључења (*углавном преко 35 kV напонског нивоа*), тако да ће укупна инсталисана снага свих електрана у неком наредном периоду бити око 90 MW што је за ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње изузетно велика снага, ако знамо да је вршна снага конзума који покрива ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње нешто мало више од 50 MW.

Учешће свих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у укупној преузетој енергији ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње, са јулом мјесецом 2024. године је износило око 8,9%. На годишњем нивоу, према подацима из остварења електроенергетског биланса за 2023. годину, ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње је преузео од ел. преноса енергију у износу од 172 GWh.

Укупни губици које остварује ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње тренутно износе око 8% што је добар резултат.

ОДС дистрибуира ел. енергију кроз дистрибутивни систем средњег и ниског напона са циљем њене испоруке крајњим корисницима / купцима, али не обухвата снабдјевање ел. енергијом. Снабдјевања ел. енергијом је посебна дјелатност коју обавља Снабдјевач (предузеће са дозволом за обављање електроенергетске дјелатности - снабдјевање и трговина ел. Енергијом). Снабдјевачи којима ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње дистрибуира ел. енергију су тренутно: „Дирекција за јавно снабдјевање“, „Дирекција за тржишно снабдјевање“, „Energy Financing Team“ д.о.о. Билећа и „Trading energy cluster“ д.о.о. Фоча.

Детаљан 10-то годишњи план развоја и стања мреже Предузећа ОДС ЗП „Електро Херцеговина“, а.д. Требиње је обрађен **"СТУДИЈОМ ДЕСЕТОГОДИШЊЕГ РАЗВОЈА ЕЛЕКТРОДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ" У ОКВИРУ КОЈЕ ЈЕ ОБРАЂЕНА И "Електро Херцеговина" а.д. Требиње са приказом неких упоредних података из других ОДС-ова у оквиру Републике Српске, коју у наставку прилажемо, а затим приказујемо кратко стање система ЕД везано за обновљиве изворе енергије, стање НН мреже и Табеларни приједлог објеката и инвестиција за планирани 10-то годишњи период.**

**СТУДИЈА ДЕСЕТОГОДИШЊЕГ РАЗВОЈА ЕЛЕКТРОДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА  
РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ**

**(ОДС "Електро Херцеговина" а.д. Требиње)**

**ИНСТИТУТ НИКОЛА ТЕСЛА АД**  
**Центар за електроенергетске системе**  
**Београд, Косте Главинића 8а**

**СТУДИЈА ДЕСЕТОГОДИШЊЕГ РАЗВОЈА ЕЛЕКТРОДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА**  
**РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ**

**Корисник:** Мјешовити Холдинг „Електропривреда Републике Српске“ Матично  
предузеће, а.д. Требиње

**Елаборат испоручен:** 6.11.2023. године

**Руководилац израде:** Гордана Радовић, дипл. инж.

**Сарадници:** Мирослав Станковић, дипл. инж.  
Данка Петровић, дипл. инж.  
Јелена Дабић, маг. ел. инж.  
Ана Анђелковић, маг. ел. инж.  
Мила Марковић, дипл. инж.  
Бранислав Ћупић, дипл. инж.  
Теодора Јаковљевић, маг. ел. инж.  
Драган Дабић, дипл. инж.

**Радна група МХ „ЕРС“:** Драган Перић, дипл. инж.  
Сања Рикало, дипл. инж.  
Илија Дерикучка, дипл. инж.  
Милан Зељковић, дипл. инж.  
Милош Паровић, дипл. инж.  
Бојан Шукало, дипл. инж.  
Драгиша Максимовић, дипл. инж.  
Бојан Димитријевић, дипл. инж.  
Драгана Ждрале, дипл. инж.  
Небојша Новчић, дипл. инж.

**М. П.**

**Директор Центра за ЕЕС**

---

Зоран Манасијевић, дипл. инж.

# САДРЖАЈ

1. Увод.....	1
2. ОСНОВНЕ ПОСТАВКЕ МЕТОДОЛОГИЈЕ И КРИТЕРИЈУМИ ЗА АНАЛИЗУ ФУНКЦИОНИСАЊА И ПЛАНИРАЊЕ РАЗВОЈА ЕЛЕКТРОДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ.....	3
2.1. <i>Техничка ограничења у раду дистрибутивних мрежа</i> .....	3
2.1.1. Термичке границе оптерећења појединих елемената мреже.....	3
2.1.2. Напонска ограничења .....	4
2.1.3. Ограничење сигурности напајања потрошње .....	5
2.2. <i>Економске основе за планирање развоја дистрибутивних мрежа</i> .....	7
2.2.1. Трошкови капитала .....	8
2.2.1.1. Цена капитала - интерес (добит).....	8
2.2.1.2. Трошкови амортизације.....	8
2.2.1.3. Трошкови одржавања.....	9
2.2.2. Трошкови губитака у мрежи .....	10
2.2.3. Јединичне цене основних елемената мреже .....	12
2.2.4. Јединичне цене губитака активне снаге .....	15
3. ОПШТИ ПОДАЦИ О МРЕЖИ.....	16
3.1. <i>Дужина мреже</i> .....	16
3.2. <i>Трансформаторске станице</i> .....	17
3.3. <i>Дистрибуирана производња</i> .....	17
3.4. <i>Губици у дистрибутивној мрежи</i> .....	18
4. АНАЛИЗА ПОСТОЈЕЋЕГ СТАЊА МРЕЖЕ .....	20
4.1. <i>Методологија за прорачун оптерећења и формирање модела</i> .....	18
4.6. <i>Анализа рада мреже на подручју Електро-Херцеговине</i> .....	23
4.1.1. Основне карактеристике мреже .....	23
4.1.2. Стање мреже и оптерећења у базној години.....	24
4.1.3. Анализа сигурности рада мреже .....	296
4.1.4. Закључне напомене .....	30
5. ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ.....	341
5.1. <i>Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Републике Српске</i> .....	341
5.2. <i>Методологија за израду прогнозе потрошње електричне енергије</i> .....	363
5.2.1. Прогноза потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства” .....	363
5.2.1.1. Прогноза броја купаца .....	37
5.2.1.2. Утврђивање потрошње за грејање и остале намене .....	374
5.2.1.3. Прогноза специфичне и укупне енергије за грејање .....	384
5.2.1.4. Прогноза специфичне и укупне енергије за остале намене.....	38
5.2.1.5. Прогноза укупне потрошње електричне енергије за категорију „домаћинства”.....	
5.2.2. Прогноза потрошње електричне енергије за остале купце.....	
5.2.3. Прогноза укупне потрошње електричне енергије.....	
5.3. <i>Подручје Електро-Херцеговине</i> .....	35

5.3.1.	Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године .....	40
5.3.1.1.	Развој мреже у етапи до краја 2024. године .....	40
5.3.1.2.	Развој мреже у етапи до краја 2025. године .....	42
5.3.1.3.	Развој мреже у етапи до краја 2026. године .....	43
5.3.2.	Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године .....	47
5.3.3.	Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро-Херцеговина .....	50
5.3.4.	Закључне напомене .....	51
6.	ЛИТЕРАТУРА .....	54
7.	ПРИЛОЗИ .....	55
7.1.1.	Електро-Херцеговина .....	55

## ЛИСТА ТАБЕЛА

Табела 1: Преглед усвојених напонских ограничења за поједина чворишта у планираним мрежама [2] .....	5
Табела 2: Јединичне цене надземних водова .....	13
Табела 3: Цене реконструкције надземних водова .....	13
Табела 4: Јединичне цене кабловских водова.....	13
Табела 5: Јединичне цене полагања каблова .....	14
Табела 6: Јединичне цене трансформатора.....	14
Табела 7: Цене ћелија, далеководних и трансформаторских поља .....	14
Табела 8: Јединичне цене трансформатора 20/0,4 kV .....	14
Табела 9: Годишње стопе за поједине објекте.....	15
Табела 10: Дужина СН мреже на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима .....	16
Табела 11: Број и инсталисана снага ТС СН/СН kV и ТС СН/НН kV на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима .....	17
Табела 12: Број и инсталисана снага електрана прикључених на дистрибутивни систем Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима .....	18
Табела 13: Вршна активна и реактивна оптерећења и усвојене вредности просечног времена коришћења енергије испоручене купцима по ТС 110/X kV у 2022. години на подручју дистрибутивног предузећа Електро-Херцеговина .....	25
Табела 14: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремиљених ћелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро-Херцеговине .....	27
Табела 15: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/X kV и 35/10 kV.....	28
Табела 16: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро-Херцеговине .....	30
Табела 17: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро-Херцеговине .....	31
Табела 18: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Херцеговине .....	32
Табела 19: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година.....	35
Табела 20: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година.....	35
Табела 21: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година.....	36
Табела 22: Укупне потребе за електричном енергијом за остале намене у трочланом домаћинству за нижу варијанту прогнозе.....	39
Табела 23: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године.....	42
Табела 24: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године.....	43
Табела 25: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године.....	46
Табела 26: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године.....	47
Табела 27: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине на крају 2034. године .....	49



Табела 28: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине .....	52
Табела 29: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине.....	53
Табела 30: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/X kV на подручју Електро-Херцеговине у периоду 2012-2022. година .....	55

## СКРАЋЕНИЦЕ

Скраћенице употребљене у даљем тексту имају следећа значења:

ВН	-	Високи напон
ДП	-	Дистрибутивно подручје
ДПП	-	Директно прогнозирани купци
ЕП БиХ	-	Електропривреда Босне и Херцеговине
ЕП ХЗХБ	-	Електропривреда Хрватске заједнице Херцег Босне
ЕПС	-	Електропривреда Србије
ЕПЦГ	-	Електропривреда Црне Горе
КПНБ	-	когенеративно постројење на биомасу
МЕ	-	Мала електрана
МСЕ	-	Мала соларна електрана
МХЕ	-	Мала хидро електрана
НН	-	Ниски напон
СН	-	Средњи напон
ОДС	-	Оператор дистрибутивног система
РЕРС	-	Регулаторна комисија за енергетику Републике Српске
ТЈ	-	Теренска јединица
ТС	-	Трансформаторска станица

## 1. Увод

„Студија десетогодишњег развоја електродистрибутивног система Републике Српске“ је проистекла из потребе да се сагледа развој дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске у периоду од 2024. до 2034. године.

Дистрибутивну делатност на подручју Републике Српске обавља пет дистрибутивних предузећа - оператора дистрибутивног система (ОДС) и то:

1. ЗП „Електрокрајина“ а.д. Бања Лука;
2. ЗЕДП „Електро-Бијељина“ а.д. Бијељина;
3. ЗП „Електро Добој“ а.д. Добој;
4. ЗП „Електродистрибуција“ а.д. Пале и
- 5. ЗП „Електро-Херцеговина“ а.д. Требиње.**

Сваки ОДС је надлежан за обављање делатности на одређеном географском подручју Републике Српске.

У саставу пет дистрибутивних предузећа налази се укупно 38 теренских јединица које се простиру на око 24.641 km<sup>2</sup> површине (без дистрикта Брчко). Посредством њихове дистрибутивне мреже напаја се око 600.000 мерних места, чија је укупна потрошња 2022. године износила 3.487 GWh. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 4.030 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује у 56 ТС 110/X kV, а енергија се дистрибуира посредством још 77 дистрибутивних ТС 35/10(20) kV, пет ТС 20/X kV и укупно 10.660 ТС 10(20)/0,4 kV. Укупан инсталирани капацитет трансформације 35/10(20) kV у ТС 35/10(20) kV која напаја купце на подручју свих пет дистрибутивних предузећа износи 545,7 MVA. Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је нешто мања од 1.114 km, а дужина дистрибутивне 20, 10 и 6 kV мреже износи нешто више од 12.000 km.

Подаци и подлоге који су коришћени за анализу функционисања и планирање развоја електродистрибутивне мреже Републике Српске могу се грубо поделити 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 мерењима у ТС 110/X kV, 35/X kV, X/0,4 kV и на местима у којима постоје одговарајући мерни уређаји.

У тексту документа је за свако дистрибутивно подручје израђен посебан Сепарат плана. Сепарати планова развоја су урађени на основу сагледавања потреба развоја сваке теренске јединице која послује у оквиру пет оператора дистрибутивног система. На основу планова по дистрибутивним подручјима у тексту је дат и збирни приказ инвестиција за комплетно подручје Републике Српске.

Десетогодишњи план развоја дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске (2024 – 2034. година), са детаљном разрадом за почетне три године, састоји се од укупно седам поглавља.

Након уводног дела, у поглављу 2 дат је преглед техничких ограничења и економске подлоге за анализу функционисања и планирања развоја дистрибутивних мрежа.

Поглавље 3 садржи приказ кључних показатеља о стању дистрибутивне мреже.

Поглавље 4 садржи анализу тренутног функционисања електродистрибутивне мреже са прегледом места у мрежи која не задовољавају неке од постављених критеријума (ниво оптерећења, квалитет напона или сигурност напајања).

Прогноза потрошње електричне енергије и оптерећења по ТС X/0,4 kV и по мерним местима X kV дата је у поглављу 5. Након уводног дела где је детаљно објашњена методологија формирања прогнозе, у одвојеним поглављима су приказани њени резултати за свако дистрибутивно подручје понаособ и збирно за територију целе Републике Српске. Формиране су две варијанте прогнозе (нижа и виша) које омогућавају да се сагледа потенцијални опсег могућих појачања дистрибутивне мреже на поменути подручјима.

У поглављу 6 је дата коришћена литература, а поглавље 7 садржи прилоге.

## **2. Основне поставке методологије и критеријуми за анализу функционисања и планирање развоја електродистрибутивне мреже**

Први део 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. У другом делу поглавља размотрени су основни економски параметри који служе за поређење формираних варијанти развоја дистрибутивних мрежа. Анализирани су сви трошкови који се јављају при развоју дистрибутивних електроенергетских мрежа и вреднују при поступку поређења појединих варијанти развоја, и приказано је, детаљно, како се они прорачунавају.

### **2.1. Техничка ограничења у раду дистрибутивних мрежа**

Техничка ограничења која сваки електродистрибутивни систем мора да задовољи произилази из захтева да се купцима мора обезбедити квалитетно напајање електричном енергијом, при чему тај квалитет подразумева напајање купаца напоном у одређеним границама и одређену сигурност напајања купаца, која би требало да подразумева 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 унапред договорени услови преузимања електричне енергије. При томе елементи мреже морају да буду оптерећени у унапред дефинисаним границама да не би дошло до њиховог прекомерног загревања које може да проузрокује убрзано старење или квар.

#### **2.1.1. 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 вредности струја (и снага) као максималну вредност до које се елеменат може оптерећивати при дефинисаним временским условима (температура, влажност, ветар 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 сме да буде оптерећен изнад назначене вредности његове струје (јер она диктира загревање), а вредност максималне снаге у нормалном погону може да буде нешто изнад или испод вредности назначене снаге елемента, зависно од напона под којим ради посматрани елеменат 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 обезбеђују боље услове хлађења елемената, тј. и више вредности максимално дозвољених струја. За посебне случајеве се максимални радни режим догађа у летњем 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 вредности дозвољених максималних струја од назначених. Пажња ће се усмерити на дозвољено оптерећење елемената у хаваријским ситуацијама које се јављају при максималном оптерећењу, у току зиме. Посебно ће се разматрати трансформатори, надземни и кабловски водови, због различитих услова хлађења ових елемената.

Искуства систематизована у Критеријумима за израду десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже [2] су показала да се при температури од 0°C и за уобичајени облик дневног дијаграма оптерећења (са периодима вишег и нижег оптерећења) енергетски трансформатори се

могу преоптерећивати и 30% изнад номиналне вредности, без убрзаног старења као последице, у периоду вишег оптерећења. Вршна оптерећења појединих трансформатора се обично јављају у време празника, или великих слава у зимском периоду (новембар, децембар, јануар), или при екстремно ниским температурама (испод  $-10^{\circ}\text{C}$ ) у неком другом тренутку. Температура од  $0^{\circ}\text{C}$  (или значајно нижа) је врло вероватна у тренутку појаве зимског максимума посматраног трансформатора.

Високе вредности 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 вредности дозвољеног оптерећења, њихове вредности 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, ретко 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 овој студији.

Нешто неповољнија је ситуација са кабловским водовима, пре свега због релативно стабилне температуре земље на дубини где 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% ( $\rho_T=1 \text{ Km/W}$ ,  $b_k=1$ ,  $k_{op}=1$ ,  $\theta_T=5^{\circ}\text{C}$ ).

### **2.1.2. 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 целу 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 напоном 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 1: Преглед усвојених напонских ограничења за поједина чворишта у планираним мрежама [2]**

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

### 2.1.3. 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 обезбедити напајање целокупном конзуму преко преосталих елемената мреже, при чему се не смеју угрозити напонска ограничења за постхаваријски режим, а струјна оптерећења елемената мреже не смеју да пређу дефинисане вредности. Пошто се анализирају радни режими са максималним оптерећењима, дефинисане вредности дозвољеног оптерећења су на страни сигурности. Вероватноћа 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 обезбеди резервно напајање при испаду неког елемента мреже је да постоји њему резервни елеменат 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 мери да оправдавају њихову изградњу. Тако, дакле, економичан развој мреже често води формирању резервних веза у деловима мреже који се напајају надземном мрежом. На жалост, ова ситуација се много чешће јавља у ванградској мрежи средњег напона, где се критеријум сигурности „n-1” не уводи као техничко ограничење. Цена 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 увек повећава трошкове мреже (који обухватају трошкове инвестираног капитала и трошкове губитака).

Наравно, постоји и други начин да се обезбеди резерва у случају испада неког елемента мреже 110 и 35 kV: потребно је користити мрежу нижег напонског нивоа суседних објеката, преко које се преузима угрожени конзум и растеређују прекомерно оптерећени елементи. Нпр. у случају испада трансформатора у ТС 110/10 kV, суседне ТС 110/10 kV (или ТС 35/10 kV), које су са угроженом ТС повезане мрежом 10 kV, могу да је делимично или потпуно растерете. Ова чињеница има двојаке последице. 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 елеменат (који је такође у погону). Овај проценат се креће и до вредности 90-95% за трансформаторе 110/X или 35/X kV у добро конципираним градским мрежама 10(20) kV. То је позитивна последица, 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“ захтева 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 захтевају скупи грађевински радови на уклапању и враћању асфалта, а ремећење нормалног живота у околини места квара има далеко веће последице, него на ванградском подручју. Да би се угроженом конзуму што пре обезбедило напајање, градска кабловска СН мрежа се конципира као двострано напајана.

Концепцијска решења мреже су различита (отворени прстенови, међуповезни водови, прамен, вретено, итд.), али се ретко може срести чисто концепцијско решење у реалним примерима 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 захтева велику умешност диспечера да би се они решили, а и поред тополошког двостраног напајања, дешава се да у извесном броју хаваријских ситуација до решења 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 решења 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 (пре свега отворених прстенова и међуповезних водова), али не по цену преинвестирања у мрежу. Нови прстенови или средњенапонске везе међу суседним ТС ВН/СН kV образоваће се тек онда када постојећа решења не буду могла да испуне пред њих постављене захтеве сигурности. У оквиру стратешког плана развоја немогуће је предвидети 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 обезбедило 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.

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

Поред значајне улоге у обезбеђењу двостраног напајања урбаним ТС СН/НН kV, овако конципирана кабловска мрежа, ако повезује суседне ТС ВН/СН, има велики значај у обезбеђењу 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 време 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 ретко дешавају поједине хаваријске ситуације, а знајући колико је скупо обезбедити резерву на други начин (новим, неекономичним инвестицијама), овако дуго време 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 кV, онда је могуће поступак вишеструко убрзати.

За ванградску мрежу СН, која се гради као надземна (осим евентуалних кабловских прикључака неких ТС X/0,4 кV), на овом нивоу стандарда купаца, критеријум „n-1“ није техничко ограничење. Време 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. нуспоследица када је у питању средњенапонска веза између две ТС ВН/СН кV 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) увек се може обавити у једној манипулацији (једним искључењем и једним укључењем одређених деоница) јер вредности импедансе вода пригушују утицај полазних струја ТС СН/НН кV, а и саме ТС СН/НН кV су мање инсталисане снаге на ванградском подручју и стога и с мањим полазним струјама. Међутим, време за остварење ове манипулације је дуже, јер је потребно отићи до места где 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 објекта ТС ВН/СН кV у квару. Уградња аутоматике би значајно скратила ово време (могла би да га сведе на време реда 1 минута).

Поред свих наведених критеријума и ограничења у раду дистрибутивних мрежа, битан аспект који такође мора бити испоштован је и квалитет снабдевања електричном енергијом. У том смислу крајем 2022. године РЕРС је донео „Правилник о регулацији квалитета снабдијевања електричном енергијом“ [3]. Овим правилником су дефинисани показатељи квалитета снабдевања електричном енергијом, начин мерења, прикупљања и обраде података, опште, минималне и гарантоване стандарде квалитета снабдевања електричном енергијом, као и финансијске компензације кориснику система након увођења гарантованих стандарда квалитета снабдевања електричном енергијом.

## **2.2. Економске основе за планирање развоја дистрибутивних мрежа**

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 века експлоатације појединих елемената мреже (30 - 50 година), да би се економска вредност неког објекта у мрежи исправно сагледала, дугорочно планирање развоја се ради за период 20 - 30 година унапред. У том периоду се доста добро може сагледати оптерећеност елемената мреже у току њиховог експлоатационог века ако су ушли у погон пре почетка израде плана развоја или у почетним етапама које се разматрају; а они се у перспективном периоду у великој мери амортизују. Годишњи трошкови неке варијанте развоја мреже могу се начелно поделити на две групе: трошкове губитака и трошкове капитала уложеног у мрежу. Вредновање трошкова капитала инвестираног у мрежу и губитака биће детаљно посебно анализирани.

### 2.2.1. 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.

#### 2.2.1.1. Цена 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 цену (изражену у новцу). Та цена се на одређени капитал плаћа за временски период његовог коришћења. У случају планирања дистрибутивних мрежа најбоља мера за тај период је једна година и за једну годину коришћења капитала плаћа се цена која је једнака одређеном проценту тог капитала. Тај процентуални износ се назива стопа добити.

#### 2.2.1.2. Трошкови амортизације

Поред цене која се плаћа на тржишту за ангажовани капитал, када се инвестира у одређени објекат, он у њему остаје заробљен до краја животног века објекта. Међутим, када се заврши животно век објекта употребљени капитал је потребно вратити његовом власнику (или купити за њега нови објекат). Међутим, објекат на крају века експлоатације не вреди практично ништа (оно што је преостало од објекта се може продати у "старо гвожђе" и при томе се надокнадити један мали део капитала, али се с тим у овим прорачунима не рачуна). Дакле, у току века 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 извесну суму новца од зараде коју добија користећи дати објекат (или на неки други начин) коју ће ставити у банку (уз камату која је једнака цени капитала, тј. стопи добити) да би на крају животног века објекта имао на рачуну суму која је једнака ангажованом капиталу - цени 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 цену плаћа, док до краја животног века не врати пуни износ позајмљеног новца. И ова сума се рачуна као одређени део ангажованог капитала, кроз стопу амортизације.

Према садашњој рачуноводственој политици предузећа су обавезна да одређени део оствареног прихода издвајају за амортизацију средстава за производњу у свом власништву. Део који треба издвајати за амортизацију израчунава се као  $1/T_v$ , где је  $T_v$  - животно (амортизациони) век објекта у годинама. За објекат чији је амортизациони век 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 део акумулације. Ову разлику не треба урачунавати, ако се рачуна са стопом добити.

Уколико се годишње на амортизацију објекта вредности  $I$  издваја сума новца  $R$ , а стопа добити је  $p_d$ , онда, ако се износ уложеног капитала у потпуности обнови у току века 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 вредност 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 века објекта (краја  $T_v$ -те године). Уколико је амортизациони век 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:

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

### 2.2.1.3. Трошкови одржавања

Када се, коначно, изгради објекат у који се капитал улаже, потребно је у току његовог животног века 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 где се јављају проблеми треба их отклонити; за каблове је потребно контролисати кабловске спојеве и завршнице, контролисати и доливати уље у уљне каблове итд; за трансформаторске станице потребно је проверавати стање опреме (сабирница, прекидача, растављача, напонских и струјних мерних 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 објекта и вреднују се кроз проценат вредности капитала уложеног у њега. Та процентуална вредност 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 делова са различитим стопама амортизације (животним веком) и различитим стопама одржавања, укупни трошкови добијају се сабирањем трошкова свих делова. Годишњи трошкови капитала израчунавају се као производ годишње стопе за објекат и капитала инвестираног у тај

објекат. Конкретне вредности дефинисаних стопа биће приказане у поглављу о јединичним ценама за планирање дистрибутивних мрежа.

### 2.2.2. 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 цене производње израчунати цену 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 услед губитака упростио, трошкови губитака се свдеде или на јединицу губитака снаге (kW) при максималном годишњем оптерећењу, или на јединицу губитака енергије (kWh) у току једне године. Између ове две 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 део 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 пренели кроз систем. Они се рачунају по изведеном (али упросеченом) обрасцу за годишње трошкове капитала инвестираног у одређени објекат:

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

где су:

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

$p_d$  - стопа добити (актуелизације),

$p_o$  - просечна годишња стопа одржавања објеката,

$p_{am}$  - просечна стопа амортизације која се израчунава из стопе добити и амортизационог века објеката.

Други део трошкова губитака снаге чине просечни трошкови горива утрошеног за производњу енергије која се расипа при току оптерећења кроз мрежу (у цену горива за производњу енергије - угља укључени су и трошкови рудника). Показује се да између губитака енергије и вршних

губитака снаге постоји директна сразмера за елементе који имају сличан уређени годишњи дијаграм оптерећења (иста таква сразмера постоји између јединичне цене губитака енергије -  $C_E$  и другог дела трошкова губитака снаге). Коефицијент сразмере назива се еквивалентно време трајања максималних губитака ( $\tau$ ) 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 вредности:

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

где је  $T$  - еквивалентно време трајања вршне снаге у одређеном елементу мреже. Ово време представља коефицијент сразмере 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, мере једновремености 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 цене губитака најзначајније утичу), или бар не у мери да ти додатни капацитети покрију комплетну прекомерну вредност 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 вредност фактора једновремености ( $f_j \leq 1$ ) вршног оптерећења елемента са оптерећењем система. Пошто су губици приближно сразмерни са квадратом пренете снаге и максимална вредност губитака редукује се са квадратом фактора једновремености. 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, део 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 мења у уском опсегу, рачуна се да су практично константни). Ови губици се називају „губици у гвожђу“ и то су губици услед короне, одводних струја каблова, губици услед 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 целе године (изузев можда периода ремонта), и коинциденције са вршним оптерећењем система. Време 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, цена губитака може се свести на јединицу губитака енергије, дељењем претходних јединичних цена губитака снаге са вредношћу еквивалентног времена трајања ових губитака ( $\tau$  за губитке „у бакру“, а 8760 за губитке „у гвожђу“):

$$C_{\text{ECu}} = \frac{C_{\text{PCu}}}{\tau} = \frac{C_{\text{P}} \cdot f_{\text{j}}^2}{\tau} + C_{\text{E}} \quad (10)$$

$$C_{\text{EFe}} = \frac{C_{\text{PFe}}}{8760} = \frac{C_{\text{P}}}{8760} + C_{\text{E}} \quad (11)$$

### 2.2.3. Јединичне цене основних елемената мреже

У овом поглављу су приказане цене са којима су рачунате инвестиције предвиђене за реализацију у оквиру наредног десетогодишњег периода. Да би се избегли непотребни детаљи овде су дате само цене готових ТС или њихових најзначајнијих делова и просечне јединичне цене каблова и надземних водова. У Табела 2 - Табела 5 приказане су јединичне цене везане за водове. Цене трафостаница 35/X kV и цене трафостаница 110/X kV могу се изразити као линеарна функција броја поља или ћелија на оба напонска нивоа и броја трансформатора. Општа законитост је:

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

A, B, C, D и E - константе;

$n_{\text{VN}}$  - број поља вишег напона;

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

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

$n_{\text{TR}}$  - број трансформатора.

Преглед цена за трафостанице 35/X са два трансформатора дат је у Табела 6, а у конкретним ситуацијама вршена су израчунавања према претходном обрасцу, односно због етапности изградње и специфичности појединих објеката није увек могуће коришћење претходних цена. Табела 6 и Табела 7 приказују цене основних елемената који се користе при опремању ТС. У Табела 8 дат је преглед цена трансформатора 20/0,4 kV са монтажом (демонтажом). Век трајања трансформаторске станице, кабловског и надземног вода, као и њихове стопе одржавања, амортизације и укупне годишње стопе трошкова приказани су у Табела 9.

Фиксни део трошкова за изградњу ТС 35/X kV процењен је на 150.000 € и с овим фиксним трошковима се рачуна при изградњи било које нове ТС уколико није другачије процењено за конкретан случај. Ови трошкови подразумевају 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 2: Јединичне цене надземних водова**

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

**Табела 3: Цене реконструкције надземних водова**

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

**Табела 4: Јединичне цене кабловских водова<sup>1</sup>**

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

<sup>1</sup> Приказане цене не обухватају трошкове грађевинских радова за полагање каблова

**Табела 5: Јединичне цене полагања каблова**

Цене 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 кабла 35 kV	40	75

**Табела 6: Јединичне цене трансформатора**

Цене трансформатора 35/X kV и фиксни трошкови изградње трафостаница 35/X kV (1000 €)				
Врста трансформатора	Снага трансформатора (MVA)	Фиксни трошкови	Цена транспорта и монтаже	Цена 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 7: Цене ћелија, далеководних и трансформаторских поља**

Цене ћелија за унутрашњу монтажу, далеководних и трансформаторских поља (1000 €)	
Ћелија/поље	Цена ћелије/поља
Ћелија изводна 10 kV за унутрашњу монтажу	13
Ћелија мерна 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 мерна 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 CC	25
Далеководно поље 35 kV 2 CC	30
Трансформаторско поље 35 kV	30

**Табела 8: Јединичне цене трансформатора 20/0,4 kV**

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



**Табела 9: Годишње стопе за поједине објекте**

Век трајања и стопе добити, амортизације, одржавања и укупних годишњих трошкова за поједине објекте					
Објекат	Век 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%

**2.2.4. Јединичне цене губитака активне снаге**

Јединична цена губитака активне снаге за потребе планирања развоја мреже ће бити прорачуната на основу јединичне цене губитака активне енергије коју плаћају дистрибутери електричне енергије и еквивалентног времена трајања максималних губитака ( $\tau$ ).

Да би се израчунала цена 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 захтевао 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 цене губитака активне снаге на нивоу ТС 110/X kV при вршном оптерећењу.

У дистрибутивној мрежи Републике Српске, прорачунате вредности еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV, за већину дистрибутивних подручја, се крећу у опсегу 3700 – 5100 h. За просечну вредност еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV и мреже 110 kV, за сва дистрибутивна подручја, усвојена је средња вредност од 4300 h.

За тако усвојене вредност добија се вредност еквивалентног времена трајања максималних губитака  $\tau=2500$  h за сва дистрибутивна подручја.

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

На основу усвојених вредности еквивалентног времена трајања максималних губитака и јединичне цене губитака активне енергије добија се да је цена 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 гвозђу (код њих је време трајања вршне снаге једнако дужини године: 8760 h умањено за период ремонта, па је  $\tau=8500$  h).

### 3. Општи подаци о мрежи

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом у Републици Српској се обавља у оквиру пет Оператора дистрибутивног система:

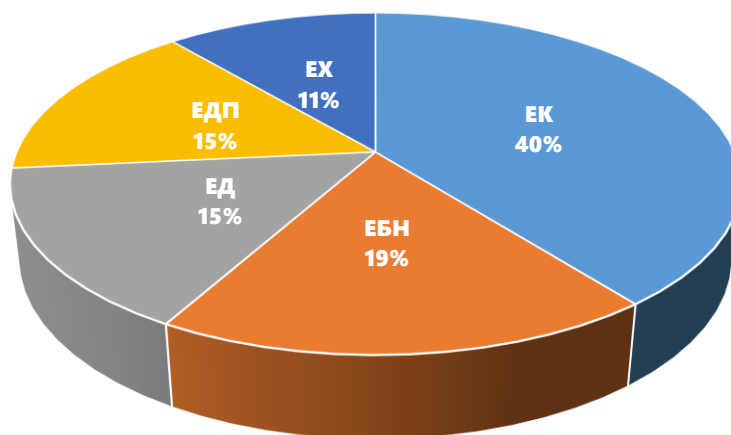
1. ЗП „Електрокрајина“ а.д. Бања Лука (у даљем тексту: Електрокрајина);
2. ЗЕДП „Електро-Бијељина“ а.д. Бијељина (у даљем тексту: Електро-Бијељина);
3. ЗП „Електро Добој“ а.д. Добој (у даљем тексту: Електро Добој);
4. ЗП „Електродистрибуција“ а.д Пале (у даљем тексту: Електродистрибуција Пале) и
5. ЗП „Електро-Херцеговина“ а.д. Требиње (у даљем тексту: Електро-Херцеговина).

#### 3.1. Дужина мреже

Укупна дужина СН дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске износи 13.218 km (Табела 10). Већи део мреже чине надземни водови и то 11.106 km (84%), док се подземни водови простиру у дужини од 2.112 km (16%).

**Табела 10: Дужина СН мреже на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима**

Дистрибутивно подручје/ Напонски ниво	35 kV		10(20) kV		6 kV		Укупно	
	Надземни (km)	Подземни (km)	Надземни (km)	Подземни (km)	Надземни (km)	Подземни (km)	Надземни (km)	Подземни (km)
Електрокрајина	118,04	5,66	4.202,17	797,29	75,96	8,81	4.396,17	811,76
Електро-Бијељина	307,29	29,40	1.830,40	308,28			2.137,69	337,68
Електро Добој	157,03	7,20	1.371,64	493,10			1.528,67	500,31
Електродистрибуција Пале	285,63	58,65	1.404,79	281,36			1.690,42	340,01
Електро-Херцеговина	130,41	14,43	1.222,64	107,67			1.353,05	122,10
Укупно	998,40	115,33	10.031,63	1.987,71	75,96	8,81	11.106,00	2.111,85
	1.113,73		12.019,34		84,77		13.217,84	



**Слика 1: Дужина СН мреже под управом дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске**

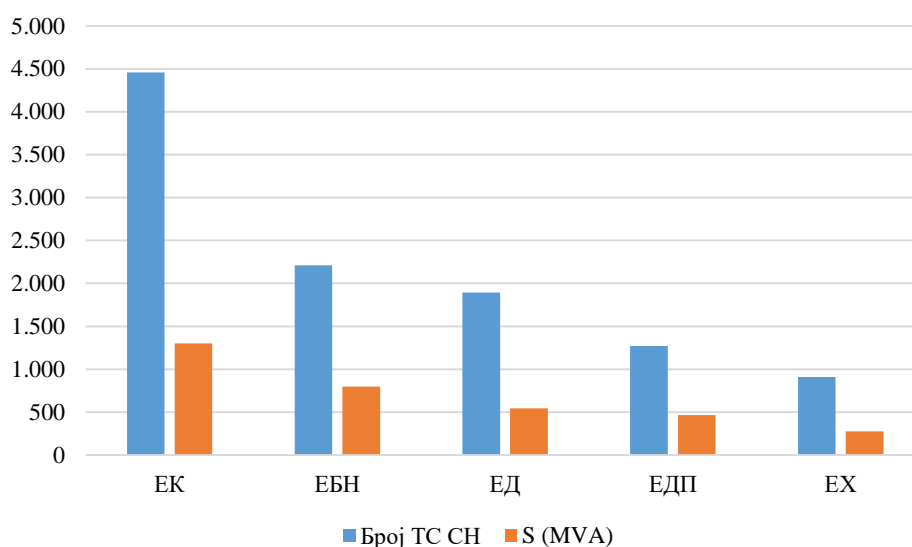
Највећи део дистрибутивне мреже се налази под управом дистрибутивног подручја Електрокрајина 5.207,93 km (39%), затим Електро-Бијељине са 2.475,36 km (19%), Електро Добоја и Електродистрибуције Пале у слично износу (приближно 2.030 km, односно 15%), док се најмањи део мреже налази под управом дистрибутивног подручја Електро-Херцеговина 1.475,15 km (11%).

### 3.2. Трансформаторске станице

Преузимање електричне енергије из преноса за пет дистрибутивних подручја се реализује на напонском нивоу 35 kV, 20 kV, 10 kV и 6 kV у укупно 56 ТС 110/X kV, са укупно инсталираних 1.343,5 MVA. Енергија преузета из преноса се даље дистрибуира посредством укупно 77 ТС 35/X kV, четири ТС 20/X kV и 10.660 ТС 10(20)/0,4 kV (Табела 11). Укупан инсталирани капацитет ТС СН/СН kV и ТС СН/НН kV које покрива територија пет дистрибутивних подручја износи 3.386 MVA. Највећи број ТС СН/НС и ТС СН/НН се налази на дистрибутивном подручју Електрoкpајина, и то њих 4.458 укупне инсталисане снаге 1.301 MVA. Затим следе Електрo-Бијељина са 2.211 ТС укупне инсталисане снаге 799 MVA, Електрo Добој са 1.893 ТС укупне инсталисане снаге 544 MVA, Електрoдистрибуција Пале са 1.271 ТС укупне инсталисане снаге 467 MVA и Електрo-Херцеговина са 909 ТС укупне инсталисане снаге 276 MVA.

**Табела 11: Број и инсталисана снага ТС СН/СН kV и ТС СН/НН kV на подручју Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима**

Дистрибутивно подручје	ТС 35/10(20) kV		ТС 10(20)/0,4 kV		ТС 20/10(6) kV		Укупно	
	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)	Број ТС	S (MVA)
Електрoкpајина	6	38	4.447	1.250,26	5	12,8	4.458	1.301
Електрo-Бијељина	27	221,1	2.184	578,00			2.211	799
Електрo Добој	16	145	1.877	398,81			1.893	544
Електрoдистрибуција Пале	19	96,8	1.252	370,16			1.271	467
Електрo-Херцеговина	9	44,8	900	231,54			909	276
Укупно	77	545,7	10.660	2.828,76	5	12,80	10.742	3.387



**Слика 2: Број и инсталисана снага ТС 35/X kV и ТС 10(20)/0,4 kV које се налазе на територији дистрибутивних предузећа на подручју Републике Српске**

### 3.3. Дистрибуирана производња

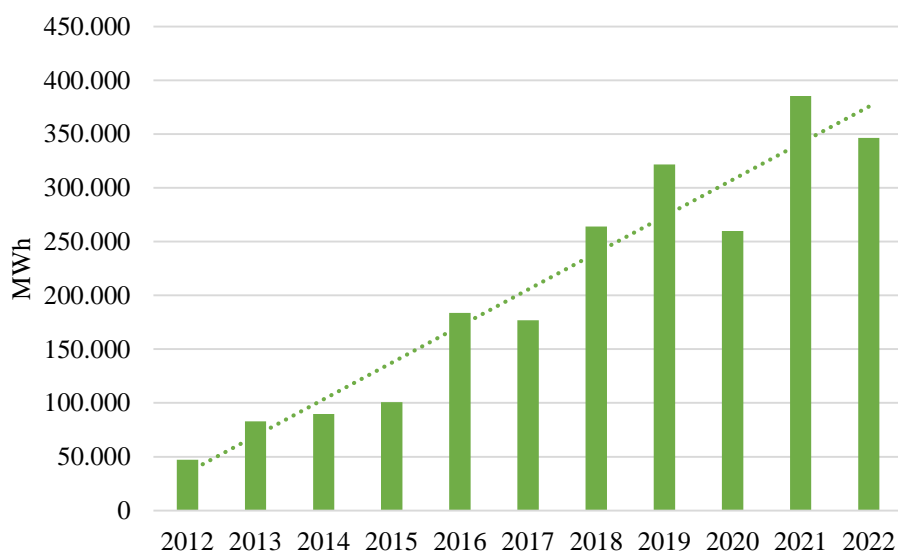
На дистрибутивни систем Републике Српске је прикључено 53 малих хидроелектрана (МХЕ), 242 соларне електране мале снаге (МСЕ), две когенеративне (КПБ) и једна мала биогасна електрана (БГЕ) (Табела 12).

**Табела 12: Број и инсталисана снага електрана прикључених на дистрибутивни систем Републике Српске, укупно и по дистрибутивним подручјима**

Дистрибутивно подручје/ Напонски ниво	МХЕ		МСЕ		КПБ		БГЕ	
	Број	Инсталисана снага (kW)	Број	Инсталисана снага (kW)	Број	Инсталисана снага (kW)	Број	Инсталисана снага (kW)
Електрокрајина	16	36.123	43	5.193	2	1.120		
Електро-Бијељина	10	13.021	5	711				
Електро Добој	8	3.978	27	3.269			1	999
Електродистрибуција Пале	16	39.742	10	1.526				
Електро-Херцеговина	3	2.448	157	21.828				
Укупно	53	95.311	242	32.527	2	1.120	1	999

Према броју прикључених извора најзаступљеније су мале соларне електране и то на подручју Електро-Херцеговине (укупно 242 снаге 32,5 MW), затим мале хидро електране које су у највећем броју изграђене на подручју Електрокрајине и Електродистрибуције Пале (укупно 53 снаге 95,3 MW), док је когенеративних и биогасних електрана изграђено укупно само три снаге 2,1 MW.

Произведена електрична енергија из дистрибуираних извора се за последњих десет година значајно повећала (преко седам пута). 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 последицу има евакуацију произведене енергије у преносну мрежу која је последњих неколико година нарочито изражена на подручју Електрокрајине, Електродистрибуције Пале и Електро-Херцеговине.

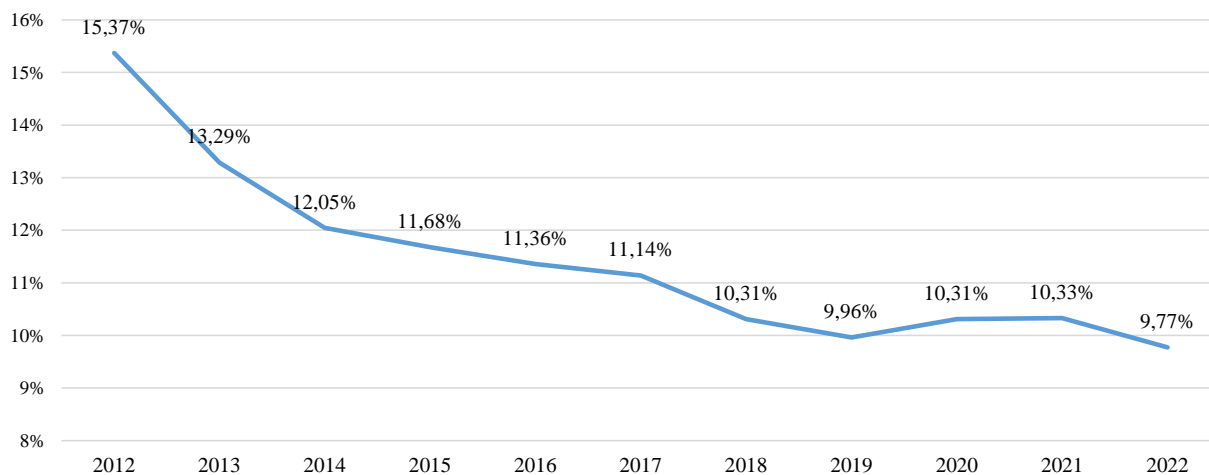


**Слика 3: Укупна производња електричне енергије из дистрибуираних извора у периоду 2012-2022. година**

### 3.4. Губици у дистрибутивној мрежи

Преко дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске се напаја око 600.000 мерних места, чија је укупна потрошња у 2022. години износила око 3.487 GWh. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 4.033 GWh, при чему је укупан ниво губитака износио 394 GWh, односно 9,77%. Губици електричне енергије у дистрибутивној мрежи Републике Српске су сразмерни разлици енергије која је ушла у дистрибутивни систем (из преносне мреже, суседних дистрибутивних мрежа и електрана прикључених на дистрибутивну мрежу) и укупне

испоручене енергије купцима и суседним дистрибутивним системима. Процентуално највећи ниво губитака се производи на подручју Електрокрајине (11,99%), затим на подручју Електродистрибуције Пале (9,7%), Електро-Херцеговине (8,92%) и Електро-Бијељине (7,83%), док се најнижи ниво губитака остварује не дистрибутивном подручју Електро Добоја (4,99%). На наредној слици приказан је процентуални ниво остварених губитака у периоду од 2012. до 2022. године за комплетни дистрибутивни конзум Републике Српске.



**Слика 4: Губици електричне енергије у периоду 2012-2022. година на дистрибутивном подручју Републике Српске**

Анализом података са приказане слике може се закључити да је у првих седам година анализираног периода забележен евидентан тренд смањења губитака електричне енергије у укупном износу од чак 28% у 2019. години у односу на почетну 2012. годину. Вишегодишњи тренд смањења губитака прекинут је у 2020. години. Појавом пандемије COVID-19 дошло је до промена у структури потрошње што се одразило на повећање губитака у дистрибутивној мрежи (рад од куће, смањени рад индустрије и слично).

## 4. Анализа постојећег стања мреже

У првом делу овог поглавља детаљно је изложена методологија која је коришћена за прорачун оптерећења и формирање модела мреже на комплетном подручју дистрибутивне мреже Републике Српске. Након тога, за свако дистрибутивно подручје понаособ, приказана је анализа постојећег стања на формираним моделима мрежа са оптерећењима из 2021/2022. године.

### 4.1. Методологија за прорачун оптерећења и формирање модела

За потребе анализе функционисања дистрибутивне мреже на подручју Републике Српске 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. Такође, од стране дистрибутивних предузећа су добијени подаци о преносном односу трансформатора 35/10(20) kV, као и о напонима у напојним тачкама мреже 35 и 10(20) kV у ТС 110/X kV.

За потребе анализа рада мреже моделована су оптерећења по ТС 10(20)/0,4 kV, мерним местима 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 измерена на њиховим местима мерења, извршена је расподела активне снаге по ТС 10(20)/0,4 kV сразмерно току енергије кроз њихове трансформаторе (период октобар 2021 - септембар 2022. године). Коефицијент сразмере енергије испоручене купцима и моделованог активног оптерећења је тзв. *просечно време коришћења енергије испоручене купцима* (у даљем тексту  $T_{PKE}$ ).

Приликом моделовања оптерећења коришћени су подаци о вршним оптерећењима, као и подаци о протоцима активне и реактивне енергије по ТС 110/X kV и мерним местима 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 време трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV ( $T_{EKV}$ ) 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 цене губитака активне енергије коју дистрибутер електричне енергије плаћа приликом преузимања енергије из преносне мреже прорачунава се јединична цена губитака активне енергије. На територији свих пет дистрибутивних предузећа, прорачунате вредности 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 просечну вредност еквивалентног времена трајања вршне снаге на нивоу ТС 110/X kV, за свих пет дистрибутивних предузећа, усвојена је средња вредност од 4.300 h (на основу анализе вредности приказаних у поменути табелама). За тако усвојене вредност добија се вредност еквивалентног времена трајања максималних губитака  $\tau=2.500$  h.

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

На основу усвојених вредности еквивалентног времена трајања максималних губитака и јединичне цене губитака активне енергије добија се да је цена 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 време трајања вршне снаге једнако дужини године: 8 760 h умањено за период ремонта, па је  $\tau=8\ 500\ h$ ).

Просечно време коришћења енергије испоручене купцима се разликује од еквивалентног времена трајања максималне снаге. Веза еквивалентног времена трајања вршне снаге и просечног времена коришћења енергије испоручене купцима за одређено мерно место може се сагледати из наредних формула:

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

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

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

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

где су:

$T_{EKV}$  - еквивалентно време трајања вршне снаге,

$T_{PKE}$  - просечно време 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 измери на њиховим местима преузимања,

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

$\Delta W_{gub}$  - укупни губици енергије од места набавке до мерних места купаца,

$p_{gub\%}$  - проценат укупних губитака енергије од места набавке до мерних места купаца,

$\Delta P_{gub1}$  - губици снаге од места набавке до места моделовања оптерећења,

$p_{gub1\%}$  - проценат губитака снаге од места набавке до места моделовања оптерећења,

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

Просечно време коришћења енергије испоручене купцима ( $T_{PKE}$ ) добијено је итеративним поступком, при чему је у свакој итерацији извршена анализа токова снага у моделованој мрежи. У свакој итерацији усвојена вредност  $T_{PKE}$  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 дељена са вредношћу  $T_{PKE}$ . За купце код којих не постоји мерење снаге, прорачунска енергија је једнака преузетој енергији (на нивоу обрачунске године).

За све купце код којих постоји мерење снаге, одређује се време трајања максималне снаге као количник преузете енергије и забележеног максималног оптерећења. Уколико је време трајања максималне снаге веће од усвојене вредности за  $T_{PKE}$ , 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 вредности за  $T_{PKE}$ . У случају да је време трајања максималне снаге купца мање од усвојене вредности за  $T_{PKE}$ , сматра се да максимално оптерећење купца није једновремено са максималним оптерећењем на нивоу ТС 110/X kV, па се за његову прорачунску енергију усваја вредност преузете енергије на нивоу године. Такође се кроз неколико итерација долази и до вредности фактора снаге који ће се користити за прорачун реактивног оптерећења код купаца који имају само мерење 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 вредностима у 2021/2022. години, када су у питању максималне годишње вредности 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:

$$f_{jSNuTS110/XkV} = f_{jSNuTS35/XkV} \cdot f_{jTS35/XkV u vod. 35kV} \cdot f_{jvod. 35kV u TS 110/XkV} = f_j^3 \quad (16)$$

одакле следи:

$$f_j = \sqrt[3]{f_{jSNuTS110/XkV}} \quad (17)$$

где су:

$f_{jSNuTS110/XkV}$  - фактор једновремености вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/X kV

$f_{jSNuTS35/XkV}$  - фактор једновремености вршне снаге средњенапонских извода у вршном оптерећењу ТС 35/X kV

$f_{jTS35/XkV u vod.35kV}$  - фактор једновремености вршне снаге ТС 35/X kV са вршним оптерећењем водова 35 kV

$f_{jvod.35kV u TS 110/XkV}$  - фактор једновремености вршне снаге водова 35 kV са вршним оптерећењем ТС 110/X kV



Подаци са система SCADA су преузети за поједине објекте 110/X kV и 35/X kV на подручју Електрoкpајине и Електрo-Бијeљине. Фактор једновремености између суседних напонских нивоа ( $f_j$ ) одређен је на основу анализе тих података. Анализом података са SCADA система одређене су вредности фактора једновремености вршне снаге средњенапонских извода са вршним оптерећењем ТС 110/35 kV (коришћени подаци из Електрo-Бијeљине где је присутан велики број ТС 35/10 kV) и прорачуната вредност износи 0,833 ( $f_{j_{SN u TS 110/X kV}}$ ). На основу ове усвојене вредности и приказаних формула израчунат је фактор једновремености суседних елемената мреже (по напонском нивоу) ( $f_j$ ) – 0,941. Када је реч о директној трансформацији 110/20(10) kV коришћени су подаци из Електрoкpајине где је доминанто заступљена оваква трансформација. По истом принципу израчуната је вредност 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 суседних елемената мреже по напонском нивоу омогућава реалну процену нивоа оптерећења свих елемената мреже (трансформатора 35/X kV, водова 10(20) kV и водова 35 kV).

Цела до сада изложена анализа моделовања прорачунских оптерећења представља основ за анализу постојећег стања мреже на подручју целе дистрибутивне мреже Републике Српске.

## Анализа рада мреже на подручју Електрo-Херцеговине

### 4.1.1. Основне карактеристике мреже

Дистрибутивно предузеће Електрo-Херцеговина своју дистрибутивну делатност обавља на подручју југоисточног дела Републике Српске. У њеном саставу се налази пет теренских јединица: Електрo-Требиње, Електрo-Билећа, Електрo-Гацко, Електрo-Невесиње и Електрo-Љубиње. Према подацима из 2022. године Електрo-Херцеговина годишње испоручи око 218,5 GWh (око 6% укупне дистрибутивне потрошње Републике Српске) за напајање укупно око 33.950 мерних места, од тога око 30.570 домаћинстава и око 3.380 купаца у осталим категоријама потрошње. У истом периоду преузета електрична енергија је достигла износ од око 249 GWh. Преузимање електричне енергије се реализује на напонском нивоу 35 и 10 kV у шест ТС 110/X kV (РП Требиње, Требиње 1, Билећа, Гацко, Невесиње и Столац) и на напонском нивоу 35 kV у ХЕ Требиње 2 (8 MW). У поменутих напојним ТС 110/X kV укупни инсталисани капацитет износи 176 MVA без два трансформатора 110/35 kV у ТС 110/X kV Столац чији се капацитети само једним мањим делом користе за напајање мреже на конзумном подручју Електрo-Љубиња. Збирно неједновремено вршно оптерећење Електрo-Херцеговине на нивоу трансформације 110/X kV, не рачунајући и оптерећење ТС 35/10 kV Љубиње која се напаја из ТС 110/35 kV Столац, је у 2022. години достигло износ од око 50,4 MW.

Поред ХЕ Требиње 2 на подручју Електрo-Херцеговине налази се и велики број малих електрана од којих ово дистрибутивно предузеће такође преузима електричну енергију. Најзаступљеније су МСЕ укупне инсталисане снаге 21,83 MW (укупно 157), при чему се око 50% укупног броја МЕ налази на подручју ТЈ Електрo-Билећа. Поред МСЕ на подручју Електрo-Херцеговине налазе се и три МХЕ укупне инсталисане снаге 2,45 MW. Учешће свих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у укупној преузетој енергији Електрo-Херцеговине у 2022. години је износило око 13,9%.

Преузета енергија из ТС 110/X kV и прикључених електрана се дистрибуира у мрежу посредством укупно девет дистрибутивних ТС 35/10 kV (44,8 MVA) и 900 ТС 10/0,4 kV (231,5 MVA).

Дистрибутивно подручје Електро-Херцеговина се граничи са суседним ЕПЦГ, ЕП ХЗХБ, ЕП БиХ и Електродистрибуцијом Пале са којима такође врши размену једног мањег дела електричне енергије и то посредством веза реализованих на напонском нивоу 10 и 35 kV.

Укупна дужина дистрибутивне 35 kV мреже је око 145 km, а дужина 10 kV мреже око 1.330 km. Основна карактеристика дистрибутивне мреже на подручју Електро-Херцеговине је велика географска разуђеност у односу на релативно мали број купаца који се са ње напаја.

#### **4.1.2. Стање мреже и оптерећења у базној години**

Методологија за прорачун оптерећења описана је детаљно у поглављу 4.1 и због тога ће у овом делу текста бити наведени само расположиви подаци и вршна оптерећења која су изабрана за моделовање у мрежи.

За потребе анализе функционисања мреже на подручју Електро-Херцеговине моделовани су сви елементи мреже 10-110 kV као и поједини елементи мреже 220 kV и 400 kV. Водови 110 kV, 220 kV и 400 kV моделовани су својим еквивалентима који на квалитетан начин одражавају функционисање ове мреже. Као балансни чвор мреже моделоване су сабирнице 400 kV у РП Гацко.

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 ТС 110/10/35 kV Билећа, ТС 110/10/10(20) kV Невесиње и ТС 110/10/35 kV Требиње 1 на 10 kV страни се одржава на вредности од око 10,4 kV. У РП Требиње, ТС 110/35/6 kV Гацко и ТС 110/35/10 kV Столац напон на 35 kV страни се одржава на вредности око 35,5 kV. Референтна вредност напона на 35 kV, уз ниво оптерећења тронамотајних трансформатора, одређује вредност напона на 10 kV страни у ТС 110/X kV на подручју Електро-Херцеговина, 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 Берковићи и Плана где су због напона који излазе из дозвољених граница, преклопке померене на одговарајући положај (-2,5% и 5%).

За анализу стања мреже у 2022. години се полази од нивоа трансформације 110/X kV. За расподелу активне и реактивне снаге по ТС 10/0,4 kV и мерним местима 10 и 35 kV која треба да обезбеди адекватан увид у токове снаге и напонске прилике у мрежи на нивоу трансформације 110/X kV, у складу са методологијом изложеном у поглављу 4.1, за 2022. годину су прорачунате вредности просечног времена коришћења енергије испоручене купцима ( $T_{PKE}$ ).

Како се карактеристике конзума разликују, као и тренуци када су забележена максимална оптерећења напојних ТС 110/X kV, за анализу функционисања рада мреже 10-110 kV усвојено је више вредности просечног времена коришћења енергије испоручене купцима. У наредној табели су приказани тренуци када су забележене вршне снаге по местима мерења и усвојене вредности  $T_{PKE}$ . Овде треба напоменути да за конзумно подручје Електро-Херцеговине не постоје систематизовани подаци о измереним вредностима активне и реактивне снаге по изводима СН и ТС 35/X kV.

**Табела 13: Вршна активна и реактивна оптерећења и усвојене вредности просечног времена коришћења енергије испоручене купцима по ТС 110/X kV у 2022. години на подручју дистрибутивног предузећа Електро-Херцеговина**

ТС	Тренутак моделованог оптерећења	Моделовано активно оптерећење (MW)	Моделовано реактивно оптерећење (MVar)	Трке на нивоу ТС 110/X kV (h)
ТС 110/10/35 kV Требиње 1	25.01.2022. у 10:30 h	12,73	1,30	4.450
РП Требиње	29.01.2022. у 18:45 h	13,65	2,09	5.100
ТС 110/10/35 kV Билећа	10.12.2021. у 19:00 h	7,01	0,96	5.400
ТС 110/35/6 kV Гацко	06.01.2022. у 17:00 h	6,14	2,23	4.350
ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	18.12.2021. у 18:00 h	5,22	0,88	4.580
ДВ 35 kV Столац - Љубиње	06.01.2022. у 17:00 h	1,66	0,51	4.350

Приликом анализе достављених података о вршним снагама ТС 110/X kV на местима 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 забележена максимална оптерећења последица хаваријских ситуација или промена уклопног стања, односно међусобног преузимања оптерећења између појединих ТС и ова мерења нису узета у обзир у анализама (нпр. у случају РП Требиње и забележеног максимум од 15,541 MW у августу 2022. године). Поред поменутих података који су дати збирно за сва места мерења у оквиру једне ТС, на располагању су били доступни и подаци истог типа али разврстани по сваком трансформатору понаособ, као и по мерним местима 10 и 35 kV на којима се електрична енергија мери 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 (РП Требиње, ТС Требиње 1 и ТС Билећа). Сходно томе су и моделована оптерећења у мрежи и уклопно стање трансформатора 110/X kV. У случају ТС 110/35/6 kV Гацко захваљујући томе што постоје раздвојени мерни подаци за енергију која се пласира у правцу ТС 35/10 kV Гацко и енергију која се испоручује купцу Рудник Гацко, дошло се до сазнања да забележено вршно оптерећење ТС 110/35/6 kV Гацко одговара моменту када је преовладало оптерећење Рудника Гацко. Због тога је за моделовање у мрежи одабран тренутак када је забележено максимално оптерећење ТС 35/10 kV Гацко јер је са аспекта рада дистрибутивне мреже ово критичнији случај.

РП Требиње, поред ТС 35/10 kV које припадају конзумном подручју Електро-Херцеговине, напаја и ТС 35/10 kV Иваница која припада ЕП ХЗХБ. Због тога је приликом моделовања вршног оптерећења РП Требиње моделовано и оптерећење ТС 35/10 kV Иваница које је остварено у истом тренутку како би се у мрежи добили адекватни токови снага у 35 kV мрежи Електро-Херцеговине.

Коначно, посебан проблем код формирања модела мреже представљала су генерисања ХЕ, МХЕ и МСЕ у моменту када су забележена вршна 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 месечном нивоу, али само за око 20-так постоје подаци о измереним сатним мерењима 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

мерења 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. У прилог овој констатацији говори и чињеница да су сва одабрана вршна оптерећења ТС 110/X kV забележена у зимском периоду у вечерњим сатима који су са аспекта рада МСЕ неповољни. На исти начин су анализирани и ХЕ Требиње 2 и све МХЕ које су прикључене на мрежу. И за ове електране се дошло до закључка да нису радиле у моменту врха ТС 110/X kV на чијем конзумном подручју се налазе. У складу са изнетим закључцима за све електране у мрежи је моделовано нулто генерисање, што је са аспекта дистрибутивне мреже када је у питању вршни режим рада критичнији случај.

Цела анализа моделовања прорачунских оптерећења изложена у поглављу 4.1, затим података који су били доступни, као и усвојене вредности  $T_{PKE}$  представљају основ за анализу постојећег стања дистрибутивне мреже на подручју Електро-Херцеговине. Укупно тако прорачунато оптерећење на нивоу трансформације 110/X kV износи 45 MW и 9,3 MVA<sub>г</sub> и распоређено је по мерним местима 35 kV (оптерећења моделована по мерним местима 35 kV односе се на купце који преузимају енергију на том напонском нивоу) и ТС 10/0,4 kV.

У наредној табели дат је преглед трансформатора 110/X и 35/10 kV по појединим ТС које напајају подручје дистрибутивног предузећа Електро-Херцеговина. За сваку ТС приказани су подаци о расположивом простору за ћелије (поља) 35 и 10 kV, који су важни са планерске тачке гледишта. Из наведене табеле се уочава да су за испоруку 45 MW и 9,3 MVA<sub>г</sub> моделованог оптерећења ангажовани капацитети од 180 MVA у трансформацији 110/X kV и 56,8 MVA у трансформацији 35/10 kV. Табела 15 на страни 28 садржи преглед оптерећења, губитака и напонских прилика по изводима 10 kV у мрежи за оптерећења моделована на нивоу ТС 110/X kV.

**Табела 14: Преглед трансформатора и расположивих опремљених и неопремљених ћелија 35 и 10 kV у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на подручју Електро-Херцеговине**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага (MVA)	Година производње	Ћелије/Поља 35 kV			Ћелије 10 kV		
				СЛ	РЕЗ		СЛ	РЕЗ	
					ОП	НОП		ОП	НОП
РП Требиње	110/35/10	20/20/6,7	1976	1			8		
	110/35/10	20/20/6,7	1972						
ТС 110/10/35 kV Требиње 1	110/10,5/36,75	20/20/14	1986	6				4	
	35/10	8	1982						
	35/10	4	1972						
ТС 110/10/35 kV Билећа	110/10,5(21)/36,75	20/20/14	2017	10	1		2	2	
	110/10,5/36,75	20/20/14	1979						
ТС 110/35/6 kV Гацко	110/35/6	20/20/14	1979	2					
	110/35/6	20/20/14	1977						
ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	110/2x10,5/10,5	16/16/5,35	1973					3	
	110/10,5(21)/21	20/20/14	2017						
ТС 35/10 kV Гацко	35/10	4	1978			2		1	
	35/10	4							
ТС 35/10 kV ХЕТ 2	35/10	1,6							
ТС 35/10 kV Берковићи	35/10	2,5	1978						
ТС 35/10 kV Плана	35/10	1						1	
	35/10	1,6	1979						
ТС 35/10 kV Љубиње	35/10	2,5	1973						
	35/10	2,5	1973						
ТС 35/10 kV Величани	35/10	2,5	1981					2	
ТС 35/10 kV Волујац	35/10	2,5	1988					1	
	35/10	2,5							
ТС 35/10 kV Гранчарево	35/10	1,6	1981					3	
	35/10	2,5	2003						
ТС 35/10 kV Требиње 2	35/10	8	1974					2	
	35/10	8	1974						
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV без ТС Столац		176							
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		56,8							

**Табела 15: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/Х kV и 35/10 kV<sup>2</sup>**

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	РП Требиње	Извод Црнач	0,245	0,001	0,5	16,97	9,99	9,92	0,70%
2	РП Требиње	Извод Зуши	0,252	0,002	0,9	39,429	9,99	9,84	1,50%
3	РП Требиње	Извод Простор Цивар	0,119	0	0,07	3,772	9,99	9,98	0,10%
	<b>РП Требиње</b>		<b>0,616</b>	<b>0,003</b>	<b>0,48</b>	<b>60,171</b>	<b>9,99</b>	<b>9,84</b>	<b>1,50%</b>
4	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Индустрија Алата Стар	0,735	0,001	0,09	0,887	10,42	10,41	0,10%
5	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Љубомир Ластва	0,675	0,019	2,73	66,888	10,42	9,89	5,09%
6	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Индустрија Алата Нова	1,327	0,004	0,28	1,391	10,42	10,39	0,29%
7	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Дом Пензионера	1,243	0,004	0,3	2,227	10,42	10,38	0,38%
8	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Електропривреда	2,987	0,049	1,61	7,74	10,42	10,2	2,11%
9	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Стари Град	1,329	0,006	0,42	2,056	10,42	10,37	0,48%
10	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Старо Стрелиште	0,026	0	0,03	1,41	10,42	10,42	0,00%
11	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Виногради	2,157	0,017	0,77	9,238	10,42	10,25	1,63%
12	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Хрупјела Засад	2,142	0,016	0,76	6,217	10,42	10,29	1,25%
	<b>ТС 110/10/35 kV Требиње 1</b>		<b>12,621</b>	<b>0,116</b>	<b>0,91</b>	<b>98,054</b>	<b>10,42</b>	<b>9,89</b>	<b>5,09%</b>
13	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Доње Грабовице	1,546	0,02	1,25	8,99	10,37	10,18	1,83%
14	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Билећанка 2	0,113	0	0,04	1,184	10,37	10,37	0,00%
15	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Подтухор	0,539	0,003	0,5	25,709	10,37	10,28	0,87%
16	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Врањска	0,039	0	0,61	33,928	10,37	10,29	0,77%
17	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Селишта	0,212	0	0,03	2,138	10,37	10,37	0,00%
18	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Хељдиште	0,958	0,004	0,43	3,661	10,37	10,31	0,58%
19	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Град 1	1,539	0,009	0,59	3,407	10,37	10,29	0,77%
20	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Орах	0,202	0,002	1,09	21,952	10,37	10,23	1,35%
21	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Баљци	0,134	0	0,15	14,852	10,37	10,35	0,19%
	<b>ТС 110/10/35 kV Билећа</b>		<b>5,282</b>	<b>0,038</b>	<b>0,71</b>	<b>115,821</b>	<b>10,37</b>	<b>10,18</b>	<b>1,83%</b>
22	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Кифино Село	0,555	0,008	1,42	47,556	10,35	10,08	2,61%
23	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Раст	0,15	0,001	0,41	36,307	10,35	10,28	0,68%
24	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Лука	0,193	0,003	1,48	66,229	10,35	10,16	1,84%
25	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Језеро	0,496	0,002	0,5	12,522	10,35	10,26	0,87%
26	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Алат	0,329	0	0,1	1,955	10,35	10,33	0,19%
27	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Дрежањ	0,418	0,009	2,05	84,088	10,35	10,01	3,29%
28	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Килавици	0,709	0,001	0,18	3,232	10,35	10,31	0,39%
29	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Спортска Дворана	1,022	0,004	0,34	3,369	10,35	10,29	0,58%
30	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Град 3	0,728	0,002	0,31	2,85	10,35	10,31	0,39%
	<b>ТС 110/10/10(20) kV Невесиње</b>		<b>4,6</b>	<b>0,03</b>	<b>0,65</b>	<b>258,108</b>	<b>10,35</b>	<b>10,01</b>	<b>3,29%</b>
31	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Струјићи	0,061	0	0,18	6,012	10,48	10,45	0,29%
32	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Хатељи	0,121	0	0,35	6,66	10,48	10,42	0,57%
33	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Берковићи	0,209	0	0,05	2,056	10,48	10,47	0,10%
34	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Купарица Дабрица	0,256	0,01	3,86	38,368	10,48	9,94	5,15%
35	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Блага До Хргуд	0,368	0,015	3,89	41,531	10,48	9,99	4,68%
	<b>ТС 35/10 kV Берковићи</b>		<b>1,015</b>	<b>0,025</b>	<b>2,40</b>	<b>94,627</b>	<b>10,48</b>	<b>9,94</b>	<b>5,15%</b>
36	ТС 35/10 kV Величани	Извод Попово Пољице	0,03	0	0,22	24,091	10,6	10,57	0,28%
37	ТС 35/10 kV Величани	Извод Драчево	0,286	0,003	0,92	22,702	10,6	10,45	1,42%
38	ТС 35/10 kV Величани	Извод Пумпе Грмљани	0,033	0	0,08	3,054	10,6	10,59	0,09%
39	ТС 35/10 kV Величани	Извод Пумпе Марева Љут	0,018	0	0,03	1,549	10,6	10,6	0,00%
40	ТС 35/10 kV Величани	Извод Струјићи	0,029	0	0,2	16,128	10,6	10,57	0,28%
	<b>ТС 35/10 kV Величани</b>		<b>0,396</b>	<b>0,003</b>	<b>0,75</b>	<b>67,524</b>	<b>10,6</b>	<b>10,45</b>	<b>1,42%</b>
41	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Годорићи	0,417	0,003	0,74	5,147	10,56	10,47	0,85%
42	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Дужи Хум	0,244	0,003	1,34	43,727	10,56	10,34	2,08%
43	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Придворци Вољујац	0,276	0,001	0,47	6,282	10,56	10,5	0,57%
44	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Бетонара	0,037	0	0	0,197	10,56	10,56	0,00%
45	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Тврдош Брда	0,985	0,03	2,93	40,171	10,56	10,2	3,41%
	<b>ТС 35/10 kV Вољујац</b>		<b>1,959</b>	<b>0,037</b>	<b>1,85</b>	<b>95,524</b>	<b>10,56</b>	<b>10,2</b>	<b>3,41%</b>
46	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Пазариште Лисичина	1,033	0,003	0,28	4,545	10,5	10,45	0,48%
47	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Фојница	0,376	0,005	1,33	49,792	10,5	10,24	2,48%
48	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Врбица	0,437	0,01	2,21	88,736	10,5	10,09	3,90%
49	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Град	0,723	0,001	0,1	0,871	10,5	10,48	0,19%
50	ТС 35/10 kV Гацко	Извод 42 Воћњак	0,797	0,001	0,16	2,04	10,5	10,47	0,29%
51	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Автовац	0,58	0,012	2,02	28,337	10,5	10,1	3,81%
	<b>ТС 35/10 kV Гацко</b>		<b>3,946</b>	<b>0,032</b>	<b>0,80</b>	<b>174,321</b>	<b>10,5</b>	<b>10,09</b>	<b>3,90%</b>
52	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Клубук Аранђелово	0,162	0,001	0,48	12,1	10,48	10,42	0,57%
53	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Тунел Ушће	0,063	0	0,16	3,217	10,48	10,47	0,10%
54	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Врело Око Ораховац	0,163	0,001	0,7	12,162	10,48	10,39	0,86%
	<b>ТС 35/10 kV Гранчарево</b>		<b>0,388</b>	<b>0,002</b>	<b>0,51</b>	<b>27,479</b>	<b>10,48</b>	<b>10,39</b>	<b>0,86%</b>

<sup>2</sup> 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 15 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине за прорачунска оптерећења из 2022. године, актуелно уклопно стање и положај регулатора трансформатора 110/Х kV и 35/10 kV**

Редни број	Назив ТС	Назив извода	Оптерећење извода (MW)	Губици активне снаге на изводу (MW)	Процена т губитака (%)	Дужина мреже на изводу (km)	Максималн и напон на изводу (kV)	Минималн и напон на изводу (kV)	Процентуалн и пад напона на изводу (%)
55	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Индустијска зона	0,324	0	0,13	2,622	10,5	10,48	0,19%
56	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Жрвањ	0,179	0,001	0,48	37,198	10,5	10,44	0,57%
57	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Влаховићи	0,014	0	0,06	19,306	10,5	10,49	0,10%
58	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Љубиње 2	0,146	0	0,01	0,218	10,5	10,5	0,00%
59	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Град	0,624	0,001	0,1	1,442	10,5	10,49	0,10%
60	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Жегуља	0,33	0,001	0,45	34,21	10,5	10,41	0,86%
	<b>ТС 35/10 kV Љубиње</b>		<b>1,617</b>	<b>0,003</b>	<b>0,19</b>	<b>94,996</b>	<b>10,5</b>	<b>10,41</b>	<b>0,86%</b>
61	ТС 35/10 kV Плана	Извод Лађевићи Корита	0,076	0	0,24	36,296	10,3	10,26	0,39%
62	ТС 35/10 kV Плана	Извод Трновица Ковачи	0,019	0	0,08	5,641	10,3	10,29	0,10%
63	ТС 35/10 kV Плана	Извод Плана Подгорје	0,264	0,002	0,81	3,744	10,3	10,21	0,87%
64	ТС 35/10 kV Плана	Извод Пајени Дивин Вриока	0,13	0,001	0,99	44,711	10,3	10,16	1,36%
	<b>ТС 35/10 kV Плана</b>		<b>0,489</b>	<b>0,003</b>	<b>0,61</b>	<b>90,392</b>	<b>10,3</b>	<b>10,16</b>	<b>1,36%</b>
65	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Мокри Долови	1,053	0,002	0,18	1,939	10,41	10,39	0,19%
66	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Интерех	1,112	0,002	0,15	1,343	10,41	10,39	0,19%
67	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Робна Кућа	1,395	0,004	0,25	2,096	10,41	10,38	0,29%
68	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Медицински Центар	1,518	0,004	0,27	2,214	10,41	10,37	0,38%
69	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Стадион	0,357	0	0,02	0,41	10,41	10,41	0,00%
70	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Индустија Алата	1,294	0,003	0,2	2,01	10,41	10,38	0,29%
71	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Ложиона 2	0,26	0	0,01	0,185	10,41	10,41	0,00%
72	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Ложиона	0,423	0	0,04	0,671	10,41	10,41	0,00%
73	ТС 35/10 kV Требиње 2		1,044	0,002	0,17	2,022	10,41	10,39	0,19%
	<b>ТС 35/10 kV Требиње 2</b>		<b>8,456</b>	<b>0,017</b>	<b>0,20</b>	<b>12,89</b>	<b>10,41</b>	<b>10,37</b>	<b>0,38%</b>
74	ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Извод Врело Око	0,366	0,002	0,56	2,973	10,5	10,44	0,57%
75	ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Извод Насеље	0,002	0	0	0,085	10,5	10,5	0,00%
	<b>ТС 35/10 kV ХЕТ 2</b>		<b>0,368</b>	<b>0,002</b>	<b>0,54</b>	<b>3,058</b>	<b>10,5</b>	<b>10,44</b>	<b>0,57%</b>
	<b>Укупно</b>		<b>41,753</b>	<b>0,311</b>	<b>0,74</b>	<b>1192,97</b>		<b>9,84</b>	

Када се анализира Табела 15 уочавају се жуто обојена поља која указују на релативно висок проценат губитака активне снаге. Обично су у питању дугачки надземни изводи - укупно седам који имају губитке активне снаге између 2% и 5%. На наведеним СН изводима укупно моделовано оптерећење износи 3,72 MW, а укупно генерисање губитака активне снаге 0,105 MW. То значи да се око 34% губитака у мрежи 10 kV јавља при напајању око 9% конзума моделованог у ТС Х/0,4 kV.

Укупни губици у мрежи 10 kV за оптерећења од 41,753 MW која су моделована на нивоу ТС 110/Х kV износе 0,311 MW (0,74%), што је задовољавајуће за мрежу 10 kV.

Даља анализа ће показати стање у трансформацији 110/Х kV и мрежи 35 и 10 kV са аспекта сигурности.

#### 4.1.3. Анализа сигурности рада мреже

Анализа сигурности напајања дистрибутивне мреже Електро-Херцеговине извршена је кроз анализу могућности обезбеђења резервног напајања при испаду трансформатора 110/Х kV и 35/Х kV у напојним ТС, у режимима максималних оптерећења. Испитивања су извршена за моделована оптерећења на нивоу трансформације 110/Х 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 редукција у табелама су обојени сивом бојом).

**Табела 16: Анализа сигурности при испаду трансформатора 110/X kV и 35/10 kV на подручју Електро-Херцеговине**

Назив ТС	Критичан испад	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>РП 400/220/110/35 kV ТРЕБИЊЕ (2x20/20/6,7 MVA)</b>	110/35/10 kV 20/20/6,7 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 110/10/35 kV ТРЕБИЊЕ 1 (20/20/14 MVA)</b>	110/10/35 kV 20/20/14 MVA	Резервира се преко 35 kV вода РП Требиње - ТС 110/10/35 kV Требиње 1, уз укључивање два трансформатора 35/10 kV (Т2 и Т3) снаге 8 и 4 MVA. Због недозвољеног нивоа преоптерећења трансформатора Т3 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 110/10/35 kV Требиње 1 и трансформатора Т4 110/35/10 kV снаге 20/20/6,7 MVA у РП Требиње неопходно је такође укључити и други трансформатор Т5 110/35/10 kV снаге 20/20/6,7 MVA у РП Требиње и један мањи део градске кабловске мреже ТС 110/10/35 kV Требиње 1 пребацити на напајање из ТС 35/10 kV Требиње 2.
<b>ТС 110/10/35 kV БИЛЕЋА (2x20/20/14 MVA)</b>	110/10/35 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТЕ ГАЦКО 110/35/6 kV (2x20/20/14 MVA)</b>	110/35/6 kV 20/20/14 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 110/10/10(20) kV НЕВЕСИЊЕ (20/20/3 MVA+20/20/14 MVA)</b>	110/10/10 kV 20 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV БЕРКОВИЋИ (2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Већи део конзума извода Купарица Дабрица подлеже редукацији, док је преостали део конзума могуће прихватити преко извода Плана Подгорје из ТС 35/10 kV Плана и извода Жегуља из ТС 35/10 kV Љубиње.
<b>ТС 35/10 kV ВЕЛИЧАНИ (2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Величани могуће је прихватити из правца ТС 35/10 kV Вољујац преко извода Дужи-Хум.
<b>ТС 35/10 kV ВОЛУЈАЦ (2x2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ГАЦКО (2x4 MVA)</b>	35/10 kV 4 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ГРАНЧАРЕВО (1,6 MVA+2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ЉУБИЊЕ (2x2,5 MVA)</b>	35/10 kV 2,5 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ПЛАНА (1+1,6 MVA)</b>	35/10 kV 1,6 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ТРЕБИЊЕ 2 (2x8 MVA)</b>	35/10 kV 8 MVA	Аутономна резерва.
<b>ТС 35/10 kV ХЕТ 2 (1,6 MVA)</b>	35/10 kV 1,6 MVA	Угрожени конзум ТС 35/10 kV ХЕТ 2 могуће је прихватити из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1 преко извода Љубомир Ластва.

Као што се може видети из приказане табеле, приликом испада трансформатора 110/X kV резервно напајање комплетног конзума се обезбеђује или преко другог трансформатора уграђеног у истој ТС 110/X kV или преко суседне ТС 110/X kV. У случају трансформатора 35/10 kV критичан случај је испад јединог уграђеног трансформатора снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Берковићи где се резервно напајање конзума може реализовати само преко 10 kV мреже. Због велике удаљености критичног конзума од суседних ТС 35/10 kV није могуће обезбедити резервно напајање за комплетан конзум због лоших напонских прилика у мрежи.



Анализа сигурности рада мреже 35 kV извршена је и кроз анализу испада сваког појединачног вода 35 kV. Анализом резултата приказаних у Табела 17 закључује се да је напајање три ТС 35/10 kV несигурно (Гацко, Берковићи и Љубиње) 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: РП Гацко - ТС 35/10 kV Гацко, ТС 110/10(20)/35 kV Столац – ТС 35/10 kV Љубиње, ТС 110/10/35 kV Билећа - ТС 35/10 kV Плана - ТС 35/10 kV Берковићи.

**Табела 17: Анализа испада 35 kV водова на подручју Електро-Херцеговине**

Вод 35 kV	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
РП Требиње ТС 35/10 kV Величани	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Величани могуће је прихватити из правца ТС 35/10 kV Вољујац преко извода Дужи Хума.
РП Требиње ТС 35/10 kV Вољујац	Могуће је обезбедити резервно напајање путем 10 kV извода из правца РП Требиње, ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Требиње 2.
РП Требиње ТС 35/10 kV Требиње 2	Резервира се преко 35 kV вода ТС 110/10/35 kV Требиње 1 - ТС 35/10 kV Требиње 2.
ТС 35/10 kV Требиње 2 ХЕТ 2	Резервира се преко 35 kV вода ТС 110/10/35 kV Требиње 1 - ХЕТ 2.
ХЕТ 2 ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Резервира се преко извода Љубомир Ластва из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
ХЕТ 2 ТС 35/10 kV Гранчарево	Резервира се преко извода Љубомир Ластва из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
ТС 110/10/35 kV Билећа ТС 35 kV Ковница	Резервира се укључењем резервног 35 kV вода за ТС 35/10 kV Ковница.
ТС 110/10/35 kV Билећа Рачвање Ковница	Резервира се укључењем резервног 35 kV вода за ТС 35/10 kV Ковница.
Рачвање Ковница Рачвање Плана	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Плана је могуће прихватити из правца ТС 110/10/35 kV Билећа преко извода Подтухор. Већи део конзума ТС 35/10 kV Берковићи подлеже редукцији.
Рачвање Плана ТС 35/10 kV Плана	Угрожени конзум ТС 35/10 kV Плана је могуће прихватити из правца ТС 110/10/35 kV Билећа преко извода Подтухор.
Рачвање Плана ТС 35/10 kV Берковићи	Већи део конзума извода Купарица Дабрица подлеже редукцији, док је преостали део конзума могуће прихватити преко извода Плана Подгорје из ТС 35/10 kV Плана и извода Жегуља из ТС 35/10 kV Љубиње.
ТЕ Гацко ТС 35/10 kV Гацко	Комплетан угрожени конзум подлеже редукцији.
ТС 110/10(20)/35 kV Столац ТС 35/10 kV Љубиње	Конзум извода Индустијска зона, Жрвањ и Жегуља је могуће прихватити из правца ТС 35/10 kV Величани и Берковићи. Преостали део конзума ТС 35/10 kV Љубиње подлеже редукцији.

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 је са аспекта сигурности, кабловска мрежа 10 kV углавном добро димензионисана.

**Табела 18: Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Херцеговине**

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>ТС 110/10/35 kV Требиње 1</b>	Индустрија Алата Стара	Преко извода Индустија Алата Нова из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Индустрија Алата Нова	Преко извода Индустија Алата Стара из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Дом Пензионера	Преко извода Мокри Долови из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Електропривреда	Преко извода Стари Град из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Стари Град	Преко извода Робна Кућа из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Старо Стрелиште	Преко извода Хрупјела Засад из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Виографи	Преко извода Старо Стрелиште из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Хрупјела Засад	Преко извода Старо Стрелиште из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
<b>ТС 35/10 kV Требиње 2</b>	Мокри Долови	Преко извода Медицински Центар из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Interex	Преко извода Хладњача из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Робна Кућа	Преко извода Електропривреда из ТС 110/10/35 kV Требиње 1.
	Медицински Центар	Преко извода Мокри Долови из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Стадион	Преко извода Мокри Долови из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Индустрија Алата	Преко извода Interex из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Ложиона 2	Радијално напајани конзум кабловског извода Ложиона 2 подлеже редукацији.
	Ложиона	Преко извода Медицински Центар из ТС 35/10 kV Требиње 2.
	Хладњача	Преко извода Interex из ТС 35/10 kV Требиње 2.
<b>ТС 110/10/35 kV Билећа</b>	Доње Грабовице	Преко извода Орах из ТС 110/10/35 kV Билећа.
	Билећанка 2	Преко извода Билећанка 1 из ТС 110/10/35 kV Билећа.
	Селишта	Преко извода Доње Грабовице из ТС 110/10/35 kV Билећа.
	Хељдиште	Преко извода Доње Грабовице из ТС 110/10/35 kV Билећа.
	Град 1	Преко извода Доње Грабовице из ТС 110/10/35 kV Билећа.

**Табела 18 (наставкак): Анализа испада 10 kV извода на градском подручју Електро-Херцеговине**

Назив ТС	Назив извода	Могући начини реализације резервног напајања угроженог конзума
<b>ТС 110/10/10(20) kV Невесиње</b>	Алат	Преко извода Килавци из ТС 110/10/10(20) kV Невесиње.
	Килавци	Преко извода Алат из ТС 110/10/10(20) kV Невесиње.
	Спортска Дворана	Преко извода Језеро из ТС 110/10/10(20) kV Невесиње.
	Град 3	Преко извода Спортска Дворана из ТС 110/10/10(20) kV Невесиње.
<b>ТС 35/10 kV Гацко</b>	Пазариште Лисичина	Преко извода 42 Воћњак из ТС 35/10 kV Гацко.
	Град	Преко извода Пазариште Лисичина из ТС 35/10 kV Гацко.
	42 Воћњак	Преко извода Пазариште Лисичина из ТС 35/10 kV Гацко.
<b>ТС 35/10 kV Љубиње</b>	Индустријска зона	Преко извода Жрвањ из ТС 35/10 kV Љубиње.
	Љубиње 2	Радијално напајани конзум кабловског извода Љубиње 2 подлеже редукацији.
	Град	Преко извода Жегуља из ТС 35/10 kV Љубиње.

#### 4.1.4. Закључне напомене

На основу извршених анализа може се донети неколико важних закључака у вези са садашњим стањем и планирањем будућег развоја мреже 10-110 kV на подручју Електро-Херцеговине.

1. У напојним ТС 110/Х kV има довољно инсталисаног капацитета за сигурно напајање конзума. Приликом испада једног трансформатора 110/Х kV резервно напајање се за све ТС 110/Х kV, осим за ТС 110/10/35 kV Требиње 1, обезбеђује аутономно преко другог уграђеног трансформатора у истој ТС. Приликом испада јединог уграђеног трансформатора 110/Х kV у ТС 110/10/35 kV Требиње 1 такође се може обезбедити резервно напајање конзума али уз одређени број манипулација у мрежи 35 kV.
2. У мрежи 35 kV седам ТС 35/10 kV од укупно девет су радијално напојене ТС. Како је мрежа на подручју Електро-Херцеговине изузетно разуђена, дужина 35 kV мреже у односу на њен ниво оптерећења је изузетно велика (укупно око 145 km). У том смислу најизраженији случај је код ТС 35/10 kV Величани и Берковићи где је дужина напојних 35 kV водова око 33-35 km, а оптерећење њихових напојних конзума не прелази 1,5 MW у време вршних оптерећења ТС 110/Х kV. Због тога код свих радијално напојених трафостаница и трафостаница које имају по један уграђени трансформатор 35/10 kV, резервно напајање се обезбеђује преко мреже 10 kV из правца суседних ТС 35/10 kV. Због велике дужине 35 и 10 kV мреже резервно напајање за комплетан конзум није могуће обезбедити за ТС 35/10 kV Берковићи, Љубиње и Гацко, односно неопходне су редукације. Од поменуте три ТС 35/10 kV најугроженија је ТС Гацко која са суседним ТС 35/10 kV нема формиране везе на СН напону, тако да у случају испада јединог напојног 35 kV вода цео њен конзум остаје без напајања.
3. Кабловска мрежа 10 kV углавном задовољава принцип сигурности „n-1”.
4. Укупни технички губици у мрежи 10 kV су релативно ниски и износе 0,74%.

## 5. Прогноза потрошње електричне енергије

У наредном делу 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. Прогноза је извршена за свако дистрибутивно подручје понаособ (поглавља **Error! Reference source not found.**, **Error! Reference source not found.**, **Error! Reference source not found.**, **Error! Reference source not found.** и **Error! Reference source not found.**), а збирни резултати, односно прогноза за целу територију Републике Српске је приказана у оквиру поглавља **Error! Reference source not found.** на страни **Error! Bookmark not defined.**.. Формиране су две 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 мерним местима 10(20) и 35 kV, по свим пресечним етапама перспективног периода.

### 5.1. *Преузета и испоручена електрична енергија у претходном периоду на подручју Републике Српске*

У саставу Републике Српске налази се пет дистрибутивних подручја: Електрoкpајина, Електpо Добој, Електpо-Бијељина, Електpодистpибуција Пале и Електpо-Херцеговина. Да би се сагледали основни трендови у потрошњи електричне енергије на подручју територије Републике Српске формиране су Табела 19 - Табела 21 на странама 35 - 36 у којима је приказана бруто испорука на дистрибутивном нивоу, нето испорука на дистрибутивном нивоу (по категоријама потрошње) и губици у периоду 2008-2022. година. Годишњи проценти пораста величина наведених у Табела 19, као и просечан годишњи проценат пораста за анализирани карактеристичне периоде приказани су у Табела 20 на наредној страни. Из приказаних табела може се закључити следеће:

- У периоду 2008-2022. година присутан је пораст бруто испоручене електричне енергије у укупном износу 17,3% (просечно годишње 1,15%). Благи пад бруто испоручене електричне енергије је забележен само у периоду 2017-2020. година са просечном годишњом стопом опадања од 0,57%, да би се у последње две године анализираниг периода наставио још израженији раст са просечном годишњом стопом пораста од 2,3%. Ако се анализирају подаци за последњих десет година (2012-2022. година) овај пораст је нешто мање изражен и износи укупно 9,3%, односно просечно годишње 0,89%. Када је у питању нето испорука електричне енергије ситуација је слична. У периоду 2008-2022. године бележи се пораст од 27,4% (просечно годишње 1,75%), док је у периоду 2012-2022. године овај пораст нешто мањи и износи укупно 16%, односно просечно годишње 1,5%.
- У периоду 2008-2022. година нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на 35 kV напону” бележи пад од укупно 22,2% (просечно годишње 1,77%). Најизраженији пад потрошње евидентиран је у периоду од 2018. до 2022. године од укупно 47% са просечном годишњом стопом опадања 14,64%. Ако се анализирају подаци за последњих десет година (2012-2022. година) овај пад је такође изражен и износи укупно 42,4%, односно просечно годишње 5,37%.
- Ситуација је потпуно обрнута када је у питању нето испорука електричне енергије у категорији „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV”. Наиме, ова категорија потрошње бележи стални раст током целог анализираниг периода и у 2022. години у односу на 2008. годину се испоручена електрична енергија скоро удвостручује (прецизније укупно 93,7%, односно просечно годишње 4,84%).
- Нето испорука електричне енергије у категоријама „остала потрошња на ниском напону” и „јавна расвета” има такође тренд раста у периоду 2008-2022. година. Испорука у категорији „остала потрошња на ниском напону” расте просечно годишње 1,48%, док испорука категорији „јавна расвета” расте просечно годишње 0,46%. За категорију „остала потрошња на ниском

напону” карактеристично је да је највећи пораст остварен у последњих осам година анализираниог периода са просечном стопом пораста од 2,2%, односно укупно 19%. У категорији „јавна расвета” највећи пораст је остварен у периоду 2014-2022. година (просечно годишње 2,68%), да би у последње три године потрошња у овој категорији забележила пад од укупно 7,3%, односно просечно годишње 2,5%.

- Категорија „домаћинства” такође бележи тренд раста у периоду од 2008. до 2022. године (укупно 15,5%, односно просечно годишње 1,03%), при чему је тај тренд најизраженији у периоду од 2018. до 2022. године (просечно годишње 1,28%).

**Табела 19: Преглед бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година**

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	3.309.062	17,30%	118.962	430.791	532.710	1.598.370	55.819	2.736.652
2009	3.403.460	16,06%	145.351	455.009	533.494	1.662.563	60.326	2.856.742
2010	3.522.193	16,54%	169.866	483.948	541.447	1.685.379	59.060	2.939.699
2011	3.556.156	16,20%	176.895	516.103	550.134	1.677.098	59.803	2.980.033
2012	3.551.137	15,37%	160.747	529.297	560.841	1.694.880	59.529	3.005.293
2013	3.567.503	13,29%	172.817	580.746	564.434	1.717.817	57.648	3.093.462
2014	3.526.022	12,05%	176.399	612.245	549.887	1.706.515	56.250	3.101.296
2015	3.661.527	11,68%	180.277	647.223	589.170	1.759.169	58.091	3.233.930
2016	3.721.067	11,09%	167.385	701.749	600.221	1.769.792	59.236	3.298.383
2017	3.772.627	10,94%	173.533	731.871	610.323	1.775.539	61.175	3.352.441
2018	3.770.487	10,31%	174.444	762.165	613.409	1.753.998	62.822	3.366.838
2019	3.731.844	9,96%	123.606	774.739	618.598	1.760.420	64.203	3.341.566
2020	3.708.603	10,31%	111.182	762.702	586.363	1.790.850	61.693	3.312.791
2021	3.897.125	10,33%	116.570	825.252	638.142	1.836.785	59.520	3.476.269
2022	3.881.068	9,77%	92.608	834.598	654.394	1.845.771	59.514	3.486.885

**Табела 20: Годишњи и укупни проценти пораста бруто и нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година**

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	2,85%	-4,49%	22,18%	5,62%	0,15%	4,02%	8,08%	4,39%
2010/2009	3,49%	6,54%	16,87%	6,36%	1,49%	1,37%	-2,10%	2,90%
2011/2010	0,96%	-1,09%	4,14%	6,64%	1,60%	-0,49%	1,26%	1,37%
2012/2011	-0,14%	-5,26%	-9,13%	2,56%	1,95%	1,06%	-0,46%	0,85%
2013/2012	0,46%	-13,15%	7,51%	9,72%	0,64%	1,35%	-3,16%	2,93%
2014/2013	-1,16%	-10,40%	2,07%	5,42%	-2,58%	-0,66%	-2,42%	0,25%
2015/2014	3,84%	0,68%	2,20%	5,71%	7,14%	3,09%	3,27%	4,28%
2016/2015	1,63%	-1,15%	-7,15%	8,42%	1,88%	0,60%	1,97%	1,99%
2017/2016	1,39%	-0,59%	3,67%	4,29%	1,68%	0,32%	3,27%	1,64%
2018/2017	-0,06%	-3,94%	0,52%	4,14%	0,51%	-1,21%	2,69%	0,43%
2019/2018	-1,02%	-3,31%	-29,14%	1,65%	0,85%	0,37%	2,20%	-0,75%
2020/2019	-0,62%	1,42%	-10,05%	-1,55%	-5,21%	1,73%	-3,91%	-0,86%
2021/2020	5,08%	6,33%	4,85%	8,20%	8,83%	2,56%	-3,52%	4,93%
2022/2021	-0,41%	-6,34%	-20,56%	1,13%	2,55%	0,49%	-0,01%	0,31%
2022/2008	1,15%	-2,63%	-1,77%	4,84%	1,48%	1,03%	0,46%	1,15%
2022/2012	0,89%	-3,20%	-5,37%	4,66%	1,55%	0,86%	0%	0,89%

**Табела 21: Структура нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске у периоду 2008-2022. година**

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	4%	16%	19%	58%	2%
2009	5%	16%	19%	58%	2%
2010	6%	16%	18%	57%	2%
2011	6%	17%	18%	56%	2%
2012	5%	18%	19%	56%	2%
2013	6%	19%	18%	56%	2%
2014	6%	20%	18%	55%	2%
2015	6%	20%	18%	54%	2%
2016	5%	21%	18%	54%	2%
2017	5%	22%	18%	53%	2%
2018	5%	23%	18%	52%	2%
2019	4%	23%	19%	53%	2%
2020	3%	23%	18%	54%	2%
2021	3%	24%	18%	53%	2%
2022	3%	24%	19%	53%	2%

У претходној табели приказана је структура нето испоручене електричне енергије на територији Републике Српске, по категоријама потрошње и напонском нивоу. Може се закључити да у периоду 2008-2022. година благо опада учешће испоруке у категорији „домаћинства” и у категорији „потрошња на 35 kV напону”. Присутан је пораст учешћа категорије „потрошња на напонском нивоу од 1 kV до 35 kV”, док се удео категорије „остала потрошња на ниском напону” практично није ни променио у току разматраног периода. Најзначајнији удео у укупној испоруци електричне енергије, од чак преко 50%, заузима категорија „домаћинства” и то током целог анализаног периода.

## **5.2. *Методологија за израду прогнозе потрошње електричне енергије***

У оквиру прогнозе потрошње електричне енергије, према типу методологије која је примењена, извршена је основна подела купаца на две 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 расвета.

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

### **5.2.1. *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 упросечен према напојној ТС којој то домаћинство припада.

Посебно је формирана прогноза потрошње домаћинства за потребе грејања, а посебно прогноза потрошње електричне енергије за остале намене. Крајњи резултат прогнозе потрошње

електричне енергије у категорији „домаћинства” је потрошња по свакој од ТС X/0,4 kV у свакој пресечној етапи планског периода. За категорију „домаћинства” модел за прогнозу потрошње се састоји из следећих корака:

- утврђује се колика је потрошња електричне енергије за потребе грејања и за остале намене по ТС X/0,4 kV, односно специфичне потрошње домаћинства по ТС X/0,4 kV;
- посебно се прогнозира развој специфичне потрошње за потребе грејања, а посебно развој специфичне потрошње за остале намене;
- 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 грејања и укупна потрошња за остале намене 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.

#### *5.2.1.1. 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. година), извршена је њихова прогноза у периоду 2022-2034. година. Добијени проценат пораста броја купаца по зонама је потом примењен на све ТС X/0,4 kV које припадају датим зонама.

#### *5.2.1.2. Утврђивање потрошње за грејање и остале намене*

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 друга електродистрибутивна подручја, код свих купаца код којих је извршена гасификација (гас користе за грејање), топлификација (прикључени на даљински систем грејања) или који користе чврста горива за грејање 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 осветљење (због краће обданице) и чињенице да је у оквиру ниже сезоне и време годишњих одмора када је просечна потрошња домаћинства значајно смањена. На основу изведених закључака, усвојена је вредност 1,25 за тзв. коефицијент енергије грејања и ово искуство пресликано је и у случају домаћинства у оквиру територије Републике Српске.

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

На основу прорачунате утрошене енергије домаћинства за грејање и за остале намене по свакој од ТС X/0,4 kV, прорачунате су вредности укупне енергије за грејање и за остале намене 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 грејања и специфична енергија домаћинства за остале намене.

### 5.2.1.3. Прогноза специфичне и укупне енергије за грејање

За ТС X/0,4 kV на чијим подручјима постоји енергија за грејање прогнозиран је пораст специфичне енергије за потребе грејања од 0,5% на годишњем нивоу у нижој варијанти прогнозе, а 1% у вишој варијанти прогнозе. Потребно је напоменути да уколико се успостави паритет цене електричне енергије и осталих енергената, за очекивати је да пораста уопште не буде, већ да се оствари пад потрошње електричне енергије за грејање. Овоме ће допринети и увођење „блок тарифе“ за купце из категорије „домаћинства“, која је у примени 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 вредности процента промене специфичне енергије за грејање 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 грејања и прогнозираног броја купаца у категорији „домаћинства“ добија се укупна енергија грејања по ТС X/0,4 kV.

### 5.2.1.4. Прогноза специфичне и укупне енергије за остале намене

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

- специфична потрошња домаћинства за остале намене ће се повећавати кроз време и тежиће усвојеној вредности тзв. енергији засићења. У зависности од остварене просечне 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 намене се прорачунава по логаритамској кривој која зависи од претходне вредности специфичне потрошње за остале намене у свакој од пресечних година. На тај начин су све зоне стављене у исту позицију у смислу прогнозе специфичне потрошње када она достигне одређену вредност. Формула по којој ће бити рачунат пораст специфичне потрошње за остале намене је следећа:

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

(18)

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

$W_i$  - специфична потрошња у пресечној години (i);

t - број година између два пресечна периода;

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

$W_e$  - усвојена гранична вредност којој тежи пораст потрошње, односно енергија засићења ( $W_e=9.000, 7.000, 5.000$  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 пресечној 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 пресечне године. Онда се за добијену специфичну потрошњу у наредној пресечној години поново прорачунава стопа пораста којом



би се за С година од те пресечне године дошло до нивоа специфичне потрошње  $W_e$ . На тај начин се стално помера тренутак достизања специфичне потрошње  $W_e$  за С година у будућности.

Као пример на који начин је формирана процена потреба за електричном енергијом за остале намене за нижу варијанту прогнозе потрошње, у наредној табели је приказана просечна потрошња домаћинства са три члана.

**Табела 22: Укупне потребе за електричном енергијом за остале намене 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	400	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.	Осветљење	100	1	
14.	Проветравање	50	0.2	
15.	Климатизација	200	1.5	
16.	Допунско грејање	600	2	
	<b>Укупно 1-16</b>	<b>7 000</b>		

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

### 5.3. Подручје Електро-Херцеговине

Према формираној прогнози потрошње, до краја перспективног периода на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине се очекује да ће укупно оптерећење са тренутних 45 MW достићи ниво од око 53 MW (на нивоу ТС 110/X kV) у нижој варијанти прогнозе, односно 57 MW у вишој варијанти прогнозе. Тренутно у мрежи на овом подручју у ТС 110/X kV постоји инсталисано укупно 176 MVA, и то без два трансформатора 110/35 kV у ТС 110/X kV Столац чији се капацитети само једним мањим делом користе за напајање мреже на подручју ТЈ Електро-Љубиње. Преузета енергија из ТС 110/X се даље дистрибуира у мрежу посредством девет дистрибутивних ТС 35/10

kV чија је укупна инсталисана снага 44,8 MVA. Поређењем капацитета у напојним ТС и прогнозираног нивоа оптерећења, на први поглед се стиче утисак да је тренутни инсталисани капацитет више него довољан за сигурно напајање конзума до краја перспективног периода. Међутим, две битне чињенице указују на потребу даљег улагања у повећање њиховог инсталисаног капацитета.

Прво, развој и ширење града Требиња који је предвиђен постојећим и у најави новим урбанистичким документима, мораће бити правовремено испраћен развојем одговарајуће електроенергетске инфраструктуре. Иако се на ужем подручју града тренутно налазе две ТС 110/X kV и једна ТС 35/10 kV, њихова локација, заузетост изводних ћелија, конфигурација терена и ниво оптерећења постојећих 10 kV извода представљају ограничавајући фактор за прихват новог конзума чија је појава извесна практично на свакодневном нивоу. Због тога се у прве три године планског периода мора рачунати са изградњом нове ТС 110/X kV Требиње 3 која ће омогућити сигурно и поуздано напајање постојећег конзума, као и конзума који ће се тек појавити на овом подручју.

И друго, али не и мање значајно, је старост опреме у великом броју ТС 35/10 kV. Према расположивим подацима, просечна старост уграђених трансформатора 35/10 kV износи између 45 и 50 година. Уградњом нових трансформатора исте или веће снаге и комплетном реконструкцијом бар две ТС 35/10 kV, знатно ће се подићи ниво поузданости и сигурности рада мреже на целом конзумном подручју Електро-Херцеговине.

### **5.3.1. Развој мреже у периоду од 2024. до 2026. године**

#### *5.3.1.1. Развој мреже у етапи до краја 2024. године*

У моменту када је започета израда овог документа у ТС 110/10/35 kV Требиње 1 је постојао један уграђен напојни трансформатор 110/10/35 kV снаге 20/20/14 MVA и два трансформатора 35/10 kV снаге 4 и 8 MVA. У међувремену, током 2023. године је у овој ТС уграђен још један трансформатор 110/10/35 kV од стране оператора преносног система, чиме је обезбеђено аутономно резервирање испада ових трансформатора као и у свим осталим ТС 110/X kV на подручју Електро-Херцеговине.

Због заузетости изводних ћелија у ТС 35/10 kV Требиње 2 и немогућности да се искористе слободне ћелије у ТС 110/10/35 kV Требиње 1 (због конфигурације терена), прихват новог конзума у западном делу града Требиња је до сада реализован продужавањем постојеће 10 kV мреже и то углавном из ТС 110/10/35 kV Требиње 1. Недостатак оваквог решења је висок ниво оптерећења и велика дужина постојећих 10 kV извода, чиме је нарушена сигурност и поузданост напајања конзума и усложњена успостава новог уклопног стања у хаваријским ситуацијама. Један од најкритичнијих извода у том смислу је извод Електропривреда из ТС 110/10/35 kV Требиње 1. Поред високог нивоа оптерећења и релативно велике дужине овог извода, пет ТС 10/0,4 kV које се налазе на подручју Јужног Логора немају обезбеђено двострано напајање, па самим тим ни сигурност у случају испада неког од напојних 10 kV водова. У периоду до изградње ТС 110/X kV Требиње 3, као привремено решење овог проблема, може да се искористи релативно слабо оптерећен извод Ложиона 2 из ТС 35/10 kV Требиње 2. За пребацивање напајања једног дела конзума са извода Електропривреда на извод Ложиона 2 потребно је формирати кабловску везу између ТС 10/0,4 kV Оток 2 и ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 3. Поред тога, да би се обезбедила и сигурност у напајању „преузетог“ конзума на подручју Јужног Логора потребно је и ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 7, по принципу „улаз-излаз“, прикључити најкраћом могућом трасом на кабловски вод између ТС 10/0,4 kV Бутрекс Шеферовац и ТС 10/0,4 kV Луч Инвест 2а.

Да би се обезбедила адекватна електроенергетска инфраструктура за будућу источну обилазницу око града Требиња и прикључно место на њу у зони Подгљивља, у етапи развоја до краја 2024. године неопходно је изградити нови напојни 10 kV вод за ТС 10/0,4 kV Подгљивље из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1. У ту сврху може се искористити постојећи 10 kV извод Виногради. С обзиром да из правца ТС 10/0,4 kV Виногради 2 у правцу улице Богдан Зимоњић већ постоји положених око 170 m кабла пресека Al 150 mm<sup>2</sup>, полагањем још око 650 m кабла истог пресека дуж поменуте улице све до ТС 10/0,4 kV Подгљивље, обезбедиће се нови напојни вод за ову ТС са знатно бољим нивоом поузданости у односу на постојећи који је реализован преко надземних водова пресека Al/Fe 25 mm<sup>2</sup>.

**Табела 23: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2024. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2024	Мрежа 10 kV	Растерећење извода Електропривреда из ТС 110/35/10 kV Требиње 1 формирањем 10 kV везе између ТС 10/0,4 kV Оток 2 и ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 3 Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 950 m	83.600,00
		Прикључак ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 7 на вод између ТС 10/0,4 kV Бутрекс Шеферовац и ТС 10/0,4 kV Луч Инвест 2А Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 520 m	45.760,00
		Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Виногради 2 и ТС 10/0,4 kV Подгљивље Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 650 m	57.200,00
<b>Укупно у 2024. години</b>			<b>186.560,00</b>

#### 5.3.1.2. Развој мреже у етапи до краја 2025. године

Конзум туристичког насеља Град сунца се у тренутној конфигурацији мреже радијално напаја из ТС 35/10 kV Волујац преко надземног извода Тврдош брда, чија дужина износи чак око 40,2 km. Да би се обезбедила већа поузданост и сигурност у напајању поменутог туристичког комплекса, у етапи развоја до краја 2025. године потребно је изградити нови напојни правац, такође из ТС 35/10 kV Волујац и то на потезу до ТС 10/0,4 kV Град сунца 4. Нови извод, који ће постати главни напојни правац за конзум Града сунца, треба изградити као надзмени вод пресека Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> у дужини од око 2,1 km.

Конзум ТЈ Електро-Љубиње се преко ТС 35/10 kV Љубиње радијално напаја из правца ТС 110/10(20)/35 kV Столац надземним водом дужине око 20 km. Због релативно честих кварова на овом једином напојном далеководу, а имајући у виду и велику удаљеност овог конзума од суседних ТС 35/10 kV, јасно је да се сигурност у напајању не може обезбедити за комплетан конзум, односно да су неопходне редукције. Због тога се у периоду до изградње новог напојног 35 kV правца за ово подручје мора рачунати са појачањем постојећих и изградњом нових 10 kV веза са суседним ТС 35/10 kV које ће омогућити резервно напајање конзума у хаваријским ситуацијама. Прва инвестиција коју треба реализовати у том смислу је изградња 10 kV вода између ТС 10/0,4 kV Љубомишље и ТС 10/0,4 kV Длакоше која ће омогућити резервно напајање извода Влаховићи из правца ТС 110/10/35 kV Билећа. Друга инвестиција је реконструкција деоница на изводу Струјићи из ТС 35/10 kV Величани и изводу Жрвањ из ТС 35/10 kV Љубиње, и то на пресек Al/Fe 95 mm<sup>2</sup> (од ТС 35/10 kV Величани до одвајања за ТС 10/0,4 kV Бјелошев До) и Al/Fe 50 mm<sup>2</sup> на потезу до прикључка на магистрални део извода Жрвањ. Ово повећање пресека међуповезног вода две ТС 35/10 kV ће обезбедити могућност резервног напајања не само за конзум извода Жрвањ, већ и за конзум извода Индустриска зона и извода Град из ТС 35/10 kV Љубиње.

Осим наведених промена, до краја 2025. године се очекује и уградња још једног трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Берковићи и замена једног дотрајалог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA новим веће снаге у ТС 35/10 kV Требиње 2.

**Табела 24: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2025. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2025	Мрежа 35 kV	<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Берковићи</b> Опремање по једне 35 и 10 kV трансформаторске ћелије за прикључак новог трансформатора у ТС 35/10 kV Берковићи Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>316.000,00</b>
		<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 12,5 MVA у ТС 35/10 kV Требиње 2 на место једног постојећег снаге 8 MVA</b> Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 12,5 MVA	<b>356.000,00</b>
	Мрежа 10 kV	<b>Формирање новог извода Град сунца 4 из ТС 35/10 kV Вољујац</b> Изградња вода Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> , дужине 2,1 km	<b>96.600,00</b>
		<b>Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Љубомишље и ТС 10/0,4 kV Длакоше</b> Изградња вода Al/Fe 35 mm <sup>2</sup> , дужине 3,8 km	<b>152.000,00</b>
		<b>Реконструкција извода Струјићи из ТС 35/10 kV Величани и извода Жрвањ из ТС 35/10 kV Љубиње</b> Реконструкција са Al/Fe 25 mm <sup>2</sup> и Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> на Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> деоница укупне дужине 15,9 km Реконструкција са Al/Fe 25 mm <sup>2</sup> на Al/Fe 50 mm <sup>2</sup> деоница укупне дужине 1,5 km	<b>1.184.800,00</b>
	<b>Укупно у 2025. години</b>		

### 5.3.1.3. Развој мреже у етапи до краја 2026. године

Најкрупнија инвестиција које се очекује за реализацију у овој етапи развоја мреже на подручју Електро-Херцеговине је изградња ТС 110/10/35 kV Требиње 3. Постојећим и новим урбанистичким планским документима који су тренутно у изради и чије усвајање се очекује у периоду који предстоји, у западном делу града Требиња предвиђена је изградња великог броја стамбено пословних комплекса, туристичких објеката и важних инфраструктурних објеката као што су аеродром, нова болница, итд. Напајање нових потрошача је до сада решавано продужавањем постојеће 10 kV мреже из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 1, према динамици изградње објеката. Као што је већ више пута наведено, овакво решење не обезбеђује сигурност и поузданост у напајању постојећег конзума, а са даљом изградњом и ширењем града овај проблем се још више заштрава.

Иначе, када се анализира структура и начин уземљења 10 kV мреже на подручју Електро-Херцеговине може се запазити да ова мрежа ради са изолованим звездистем упркос чињеници да се из одређених ТС напаја значајан обим кабловске мреже који условљава да капацитивне струје земљоспоја превазилазе потенцијално критичне вредности, или да су чак и недозвољено велике. Са овог аспекта је нарочито критична ТС 110/10/35 kV Требиње 1, што је још један од разлога који иде у прилог изградњи нове ТС 110/X kV.

Локација ТС 110/10/35 kV Требиње 3 која је дефинисана „Урбанистичким планом Требиња 2015” се налази на десној обали реке Требишњице, на подручју насеља Засад поље. С обзиром на непосредну близину 110 и 35 kV мреже, прикључак ТС 110/10/35 kV Требиње 3 се може релативно лако реализовати.

За сигурно напајање прогнозираног нивоа конзума, у ТС 110/10/35 kV Требиње 3 довољно је за почетак уградити један трансформатор 110/10/35 kV. За прикључак на мрежу 110 kV мора се рачунати са изградњом двоструког 110 kV далековода дужине око 1,1 km на потезу од ТС 110/10/35 kV Требиње 3 до места прикључка на 110 kV далековод између РП Требиње и ТС 35/10 kV Величани који тренутно ради под напоном 35 kV. Један систем новоизграђеног 110 kV далековода треба да се пусти у рад под напоном 110 kV, а други систем у рад под напоном 35 kV. На тај начин ће се ТС 110/10/35 kV Требиње 3 обезбедити напајање 110 kV напоном из правца РП Требиње, а напајање ТС 35/10 kV Величани под напоном 35 kV из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 3. Пребацивањем напајања ТС 35/10 kV Величани са РП Требиње на ТС 110/10/35 kV Требиње 3 у мањој мери смањиће се и дужина овог изузетног дугачког напојног 35 kV далековода, што ће се свакако позитивно одразити и на ниво губитка активне снаге и на напонске прилика на овом подручју. Оваквим решењем прикључка на 110 kV мрежу, ТС 110/10/35 kV Требиње 3 нема обезбеђено сигурно напајање у случају хаварије на напојном далеководу. Решење овог проблема лежи у мрежи 35 kV. Наиме, у непосредној близини ове ТС пролази и 35 kV далековод који повезује РП Требиње и ТС 110/35/10 kV Требиње 1. Прикључак нове ТС на поменути 35 kV даловод треба извести полагањем два 35 кабла ХНЕ АI 150 mm<sup>2</sup> дужине око 330 m по принципу „улаз-излаз”, чиме ће се ТС 110/10/35 kV Требиње 3 обезбедити могућност резервног напајања преко 35 kV мреже и то из два правца – РП Требиње и ТС 110/10/35 kV Требиње 1.

Из нове ТС 110/10/35 kV Требиње 3, за почетак треба планирати формирање укупно 7 10 kV извода којима ће се обезбедити напајање постојећег конзума који гравитира овој ТС, док ће даљи расплет 10 kV мреже из ове ТС 110/X kV бити диктиран развојем града, односно изградњом нових објеката. Сви 10 kV излази треба да буду изведени подземним кабловима ХНЕ АI 150 mm<sup>2</sup>, 20 kV напоноског нивоа на следећи начин:

1. Постојећи 10 kV кабл за напајање ТС 10/0,4 kV Пречистач се раскида и преко две кратке кабловске деонице уводи у две засебне 10 kV ћелије у ТС 110/10/35 kV Требиње 3, чиме се формирају два излаза: један ка ТС 10/0,4 kV Пречистач и један ка ТС 10/0,4 kV Бутрекс Шеферовац.
2. Постојећи 10 kV надземни вод (извод Придворци Волујац из ТС 35/10 kV Волујац) који пролази близу ТС 110/10/35 kV Требиње 3 се такође са две кабловске деонице уводи у ТС, тако да се формирају два излаза: један ка Придворцима и један ка Мостаћима.
3. Формира се нови 10 kV извод из ТС 110/10/35 kV Требиње 3, полагањем кабла дужине око 900 m, којим се прихвата конзум насеља Засад Поље.
4. Пресеца се постојећи 10 kV кабл између ТС 10/0,4 kV Јужни Логор 5 и Јужни Логор 7 и повезује се са два нова 10 kV кабла која се полажу из правца ТС 110/10/35 kV Требиње 3.

У етапи развоја до краја 2026. године, у мрежи 10 kV на подручју Требиња планира се и инвестиција „каблирања” почетних деоница извода Љубомир Ластва из ТС 110/10/35 kV Требиње 1. Ова инвестиција изискује полагање каблова ХНЕ АI 150 mm<sup>2</sup> укупне дужине око 1,9 km на потезу од последње кабловске деонице на изводу Љубомир Ластва, преко ТС 10/0,4 kV Чавлине и Богданића До, па све до ТС 10/0,4 kV Горица Нинковић. Реализација ове инвестиције омогућиће повећање капацитета напојних водова за прихват новог конзума планираног у источном делу града, затим потенцијално ослобађање коридора који тренутно заузимају надземни делови извода Љубомир Ластва, а обезбедиће се и сигурност у напајању конзума радијално напојених ТС 10/0,4 kV Горица Мејтеф, Горица Центар и Богданића До које се тренутно напајају са извода Виногради.

На подручју ТЈ Електро-Љубиње најзначајнија инвестиција која се планира за реализацију до краја трогодишњег планског периода је комплетна реконструкција ТС 35/10 kV Љубиње. Због застарелости уграђене опреме мора се рачунати на замену 35 и 10 kV постројења, као и уградњу два нова трансформатора снаге по 2,5 MVA.

Поред наведене инвестиције, на подручју ТЈ Електро-Љубиње предлаже се и полагање кабла ХНЕ АI 150 mm<sup>2</sup> дужине око 470 m између ТС 10/0,4 kV Љубиње 2 и Љубиње 6 Општина, чиме ће се обезбедити сигурност у напајању конзума две поменуте радијално напојене ТС.

Осим наведених промена, до краја 2026. године се очекује и замена другог дотрајалог трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA новим снаге 12,5 MVA у ТС 35/10 kV Требиње 2 и једног трансформатора снаге 2,5 MVA новим снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Вољујац.

**Табела 25: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2026. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2026	Мрежа 35 kV	<b>Прикључак ТС 110/10/35 kV Требиње 3 на мрежу 35 kV</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x330 m	<b>128.700,00</b>
		<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 12,5 MVA у ТС 35/10 kV Требиње 2 на место другог постојећег снаге 8 MVA</b> Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 12,5 MVA	<b>356.000,00</b>
		<b>Реконструкција ТС 35/10 kV Љубиње</b> Реконструкција 35 и 10 kV постројења Уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA	<b>1.500.000,00</b>
		<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Вољујац на место једног постојећег снаге 2,5 MVA</b> Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>196.000,00</b>
	Мрежа 10 kV	<b>Формирање извода Пречистач и Бутрекс Шеферовач из ТС 110/10/35 kV Требиње 3</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x70 m	<b>10.920,00</b>
		<b>Формирање извода Придворци и Мостаћи из ТС 110/10/35 kV Требиње 3</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x200 m	<b>31.200,00</b>
		<b>Формирање извода Засад Поље из ТС 110/10/35 kV Требиње 3</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 900 m	<b>79.200,00</b>
		<b>Формирање извода Јужни Логор 5 и Јужни Логор 7 из ТС 110/10/35 kV Требиње 3</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 2x1,5 km	<b>234.000,00</b>
		<b>Нови 10 kV каблови на изводу Љубомир Ластва од ТС 110/10/35 kV Требиње 1 до ТС 10/0,4 kV Горица Нинковић</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 1,9 km	<b>167.200,00</b>
		<b>Нова 10 kV веза између ТС 10/0,4 kV Љубиње 2 и ТС 10/0,4 kV Љубиње 6 Пошта</b> Полагање кабла ХНЕ Al 150 mm <sup>2</sup> , дужине 470 m	<b>41.360,00</b>
		<b>Укупно у 2026. години</b>	



### 5.3.2. Развој мреже у периоду од 2027. до 2034. године

У периоду до краја десетогодишњег планске фазе, најзначајније инвестиције које треба реализовати су изградња још једног напојног 35 kV правца за ТС 35/10 kV Љубиње, изградња нове ТС 35/10 kV Гацко и замена преосталих дотрајалих трансформатора 35/10 kV.

Изградњом 35 kV вода између ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Љубиње, Al/Fe 95 mm<sup>2</sup> дужине око 17,5 km, уз реализацију свих претходно предложених инвестиција у мрежи 10 kV, обезбедиће се комплетна сигурност у напајању конзума на подручју ТЈ Електро-Љубиње.

Подручје ТЈ Електро-Гацко се напаја из једне ТС 35/10 kV Гацко и при томе нема формиране везе на СН напону са суседним ТС 35/10 kV. Реконструкцију ове ТС, која изискује замену комплетне опреме и на 35 и на 10 kV страни, није могуће реализовати јер би то довело до прекида у напајању целог подручја ТЈ Електро-Гацко на дужи временски период. Због тога је једино изводљиво решење модернизације трансформације 35/10 kV на овом подручју да се на локацији поред постојеће ТС 35/10 kV Гацко изгради нова ТС 35/10 kV која ће након завршетка изградње преузети конзум постојеће ТС и омогућити њену демонтажу.

Коначно, до краја десетогодишњег плана развоја мреже на подручју Електро-Херцеговина мора се рачунати и на уградњу укупно 5 нових трансформатора 35/10 kV на место постојећих који излазе из погона због старости, и то 3 трансформатора снаге 4 MVA и 2 трансформатора снаге 2,5 MVA у укупно 4 ТС 35/10 kV.

**Табела 26: Преглед инвестиција у мрежи 35 и 10 kV на подручју Електро-Херцеговине које се предлажу за реализацију у етапи развоја до 2034. године**

Етапа развоја	Напонски ниво	Опис инвестиције	Износ (KM)
2034	Мрежа 35 kV	<b>Изградња 35 kV далековода између ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Љубиње</b>  Опремање по једне 35 kV водне ћелије за прикључак новог далековода у ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Љубиње Изградња вода Al/Fe 95 mm <sup>2</sup> , дужине 17,5 km	<b>1.540.000,00</b>
		<b>Изградња ТС 35/10 kV Гацко на парцели поред постојеће која се гаси</b>  Опремање 6 ћелија 35 kV (3 водне, 1 мерна, 1 за кућни трафо, 2 трансформаторске) Опремање 12 ћелија 10 kV (8 водних, 1 мерна, 1 за кућни трафо, 2 трансформаторске) Уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 8 MVA	<b>1.640.000,00</b>
	Мрежа 10 kV	<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Вољујац на место другог постојећег снаге 2,5 MVA</b>  Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>196.000,00</b>
		<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Величани на место постојећег снаге 2,5 MVA</b>  Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>196.000,00</b>

	<b>Уградња трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA у ТС 35/10 kV Берковићи на место постојећег снаге 2,5 MVA</b> Уградња новог трансформатора 35/10 kV снаге 4 MVA	<b>196.000,00</b>
	<b>Уградња два трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA у ТС 35/10 kV Плана на место постојећих снаге 1 и 1,6 MVA</b> Уградња два нова трансформатора 35/10 kV снаге 2,5 MVA	<b>308.000,00</b>
<b>Укупно у 2034. години</b>		<b>4.076.000,00</b>

За формирану мрежу у етапи развоја до краја 2034. године извршена је анализа оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона који су приказани у наредној табели.

**Табела 27: Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине на крају 2034. године<sup>3</sup>**

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	РП Требиње	Извод Црнач	0.286	0.002	0.6	17.875	9.94	9.86	0.80%
2	РП Требиње	Извод Зупчи	0.291	0.003	1.09	39.402	9.94	9.76	1.81%
3	РП Требиње	Извод Простор Цивар	0.143	0	0.09	3.772	9.94	9.92	0.20%
	<b>РП Требиње</b>		<b>0.72</b>	<b>0.005</b>	<b>0.69</b>	<b>61.049</b>	<b>9.94</b>	<b>9.76</b>	<b>1.81%</b>
4	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Индустрија Алата Стара	0.944	0.001	0.12	0.887	10.42	10.41	0.10%
5	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Љубомир Ластва	1.188	0.026	2.17	67.943	10.42	9.82	5.76%
6	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Индустрија Алата Нова	1.547	0.005	0.32	1.391	10.42	10.39	0.29%
7	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Дом Пензионера	1.511	0.006	0.37	2.227	10.42	10.37	0.48%
8	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Електропривреда	1.304	0.007	0.52	2.853	10.42	10.36	0.58%
9	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Стари Град	1.604	0.008	0.51	2.056	10.42	10.36	0.58%
10	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Старо Стрелиште	0.03	0	0.03	1.41	10.42	10.42	0.00%
11	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Виногради	2.107	0.014	0.64	7.395	10.42	10.26	1.54%
12	ТС 110/10/35 kV Требиње 1	Извод Хрупјела Засад	1.325	0.004	0.32	1.774	10.42	10.37	0.48%
	<b>ТС 110/10/35 kV Требиње 1</b>		<b>11.56</b>	<b>0.071</b>	<b>0.61</b>	<b>87.936</b>	<b>10.42</b>	<b>9.82</b>	<b>5.76%</b>
13	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Јужни Логор 7	1.288	0.008	0.63	2.298	10.34	10.27	0.68%
14	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Јужни Логор 5	1.187	0.008	0.69	4.055	10.34	10.26	0.77%
15	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Засад	1.063	0.012	1.12	4.093	10.34	10.21	1.26%
16	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Пречистач	0.147	0	0.04	0.409	10.34	10.34	0.00%
17	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Бутрекс Шеферовац	0.083	0	0.11	1.597	10.34	10.33	0.10%
18	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Мостаћи	0.163	0	0.12	1.599	10.34	10.33	0.10%
19	ТС 110/10/35 kV Требиње 3	Извод Придворци	0.313	0.001	0.39	4.255	10.34	10.29	0.48%
	<b>ТС 110/10/35 kV Требиње 3</b>		<b>4.244</b>	<b>0.029</b>	<b>0.68</b>	<b>18.306</b>	<b>10.34</b>	<b>10.21</b>	<b>1.26%</b>
20	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Доње Грабовице	1.735	0.025	1.4	10.517	10.44	10.23	2.01%
21	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Билећанка 2	0.121	0	0.04	1.184	10.44	10.44	0.00%
22	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Подгужор	0.601	0.003	0.56	25.677	10.44	10.34	0.96%
23	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Селишта	0.238	0	0.03	2.138	10.44	10.44	0.00%
24	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Хељднште	1.071	0.005	0.46	3.661	10.44	10.38	0.57%
25	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Град 1	1.826	0.013	0.69	3.407	10.44	10.35	0.86%
26	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Орах	0.236	0.003	1.27	21.975	10.44	10.28	1.53%
27	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Баљци	0.15	0	0.17	13.718	10.44	10.41	0.29%
28	ТС 110/10/35 kV Билећа	Извод Врањска	0.05	0	0.76	33.928	10.44	10.35	0.86%
	<b>ТС 110/10/35 kV Билећа</b>		<b>6.028</b>	<b>0.049</b>	<b>0.81</b>	<b>116.205</b>	<b>10.44</b>	<b>10.23</b>	<b>2.01%</b>
29	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Кифино Село	0.657	0.011	1.68	47.556	10.55	10.23	3.03%
30	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Раст	0.181	0.001	0.46	36.363	10.55	10.47	0.76%
31	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Лука	0.236	0.004	1.72	66.229	10.55	10.33	2.09%
32	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Језеро	0.578	0.003	0.57	12.591	10.55	10.45	0.95%
33	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Алат	0.383	0	0.11	1.988	10.55	10.53	0.19%
34	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Дрежањ	0.505	0.012	2.4	84.088	10.55	10.15	3.79%
35	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Килавци	0.805	0.002	0.19	3.994	10.55	10.52	0.28%
36	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Спортска Дворана	1.217	0.005	0.39	3.515	10.55	10.49	0.57%
37	ТС 110/10/10(20) kV Невесиње	Извод Град 3	0.852	0.003	0.36	2.85	10.55	10.5	0.47%
	<b>ТС 110/10/10(20) kV Невесиње</b>		<b>5.414</b>	<b>0.041</b>	<b>0.75</b>	<b>259.174</b>	<b>10.55</b>	<b>10.15</b>	<b>3.79%</b>
38	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Струпићи	0.072	0	0.2	6.012	10.59	10.57	0.19%
39	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Хатељи	0.14	0.001	0.41	6.66	10.59	10.53	0.57%
40	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Берковићи	0.239	0	0.05	2.056	10.59	10.59	0.00%
41	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Купарица Дабрица	0.303	0.014	4.53	38.358	10.59	9.96	5.95%
42	ТС 35/10 kV Берковићи	Извод Блаца До Хргуд	0.442	0.022	4.68	43.248	10.59	10	5.57%
	<b>ТС 35/10 kV Берковићи</b>		<b>1.196</b>	<b>0.037</b>	<b>3.00</b>	<b>96.334</b>	<b>10.59</b>	<b>9.96</b>	<b>5.95%</b>
43	ТС 35/10 kV Величани	Извод Попово Пољице	0.033	0	0.25	24.091	10.6	10.57	0.28%
44	ТС 35/10 kV Величани	Извод Драчево	0.341	0.004	1.09	22.702	10.6	10.43	1.60%
45	ТС 35/10 kV Величани	Извод Марева Љут	0.001	0	0	2.331	10.6	10.6	0.00%
46	ТС 35/10 kV Величани	Извод Пумпе Марева Љут	0.021	0	0.04	1.549	10.6	10.6	0.00%
47	ТС 35/10 kV Величани	Извод Струјићи	0.032	0	0.06	16.128	10.6	10.59	0.09%
48	ТС 35/10 kV Величани	Извод Пумпе Грмљани	0.039	0	0.09	3.054	10.6	10.59	0.09%
	<b>ТС 35/10 kV Величани</b>		<b>0.467</b>	<b>0.004</b>	<b>0.85</b>	<b>69.855</b>	<b>10.6</b>	<b>10.43</b>	<b>1.60%</b>
49	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Тодорићи	0.484	0.004	0.86	5.147	10.58	10.47	1.04%
50	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Дужи Хум	0.293	0.005	1.62	43.727	10.58	10.31	2.55%
51	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Придворци Вољујац	0.049	0	0.02	2.117	10.58	10.57	0.09%
52	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Бетонара	0.044	0	0	0.197	10.58	10.58	0.00%
53	ТС 35/10 kV Вољујац	Извод Тврдош Брда	0.424	0.005	1.23	39.91	10.58	10.39	1.80%
54	ТС 35/10 kV Вољујац	Град сунца	0.675	0.006	0.95	3.26	10.58	10.48	0.95%
	<b>ТС 35/10 kV Вољујац</b>		<b>1.969</b>	<b>0.02</b>	<b>1.01</b>	<b>94.358</b>	<b>10.58</b>	<b>10.31</b>	<b>2.55%</b>

<sup>3</sup> 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 27 (наставак): Преглед оптерећења, напонских прилика и губитака по изводима средњег напона на подручју Електро-Херцеговине на крају 2024. године**

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 (%)
55	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Пазариште Лисичина	1.183	0.004	0.32	4.545	10.5	10.44	0.57%
56	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Фојница	0.43	0.007	1.55	49.792	10.5	10.2	2.86%
57	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Врбица	0.511	0.014	2.64	90.172	10.5	10.02	4.57%
58	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Град	0.843	0.001	0.12	0.871	10.5	10.48	0.19%
59	ТС 35/10 kV Гацко	Извод 42 Воћњак	0.905	0.002	0.17	2.04	10.5	10.47	0.29%
60	ТС 35/10 kV Гацко	Извод Автовац	0.638	0.015	2.23	28.337	10.5	10.06	4.19%
	<b>ТС 35/10 kV Гацко</b>		<b>4.51</b>	<b>0.043</b>	<b>0.94</b>	<b>175.757</b>	<b>10.5</b>	<b>10.02</b>	<b>4.57%</b>
61	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Клубук Аранђелово	0.194	0.001	0.59	12.122	10.4	10.32	0.77%
62	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Тунел Ушће	0.072	0	0.18	3.217	10.4	10.38	0.19%
63	ТС 35/10 kV Гранчарево	Извод Врело Око Ораховац	0.19	0.002	0.82	12.162	10.4	10.29	1.06%
	<b>ТС 35/10 kV Гранчарево</b>		<b>0.456</b>	<b>0.003</b>	<b>0.65</b>	<b>27.501</b>	<b>10.4</b>	<b>10.29</b>	<b>1.06%</b>
64	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Индустриска зона	0.378	0.001	0.15	2.622	10.37	10.34	0.29%
65	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Жрвањ	0.214	0.001	0.58	37.198	10.37	10.29	0.77%
66	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Влаховићи	0.016	0	0.1	22.521	10.37	10.35	0.19%
67	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Љубиње 2	0.287	0	0.02	0.688	10.37	10.36	0.10%
68	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Град	0.604	0.001	0.11	1.072	10.37	10.35	0.19%
69	ТС 35/10 kV Љубиње	Извод Жегуља	0.378	0.002	0.54	34.22	10.37	10.26	1.06%
	<b>ТС 35/10 kV Љубиње</b>		<b>1.877</b>	<b>0.005</b>	<b>0.27</b>	<b>98.321</b>	<b>10.37</b>	<b>10.26</b>	<b>1.06%</b>
70	ТС 35/10 kV Плана	Извод Лађевићи Корита	0.089	0	0.28	36.296	10.58	10.53	0.47%
71	ТС 35/10 kV Плана	Извод Трновица Ковачи	0.023	0	0.1	5.641	10.58	10.56	0.19%
72	ТС 35/10 kV Плана	Извод Плана Подгорје	0.284	0.002	0.82	3.744	10.58	10.49	0.85%
73	ТС 35/10 kV Плана	Извод Пађени Дивин Вриока	0.157	0.002	1.13	44.711	10.58	10.41	1.61%
	<b>ТС 35/10 kV Плана</b>		<b>0.553</b>	<b>0.004</b>	<b>0.72</b>	<b>90.392</b>	<b>10.58</b>	<b>10.41</b>	<b>1.61%</b>
74	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Мокри Долони	1.251	0.003	0.21	1.939	10.37	10.34	0.29%
75	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Интерех	1.333	0.002	0.18	1.343	10.37	10.34	0.29%
76	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Робна Кућа	1.693	0.005	0.31	2.096	10.37	10.33	0.39%
77	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Медицински Центар	1.819	0.006	0.33	2.214	10.37	10.32	0.48%
78	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Стадион	0.437	0	0.02	0.41	10.37	10.36	0.10%
79	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Индустриска Алата	1.552	0.004	0.24	2.01	10.37	10.33	0.39%
80	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Ложиона	0.521	0	0.05	0.671	10.37	10.36	0.10%
81	ТС 35/10 kV Требиње 2	Извод Хладњача	1.217	0.002	0.2	1.964	10.37	10.34	0.29%
	<b>ТС 35/10 kV Требиње 2</b>		<b>9.823</b>	<b>0.022</b>	<b>0.22</b>	<b>12.647</b>	<b>10.37</b>	<b>10.32</b>	<b>0.48%</b>
82	ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Извод Врело Око	0.369	0.002	0.58	2.973	10.42	10.36	0.58%
83	ТС 35/10 kV ХЕТ 2	Извод Насеље	0.002	0	0	0.085	10.42	10.42	0.00%
	<b>ТС 35/10 kV ХЕТ 2</b>		<b>0.371</b>	<b>0.002</b>	<b>0.54</b>	<b>3.058</b>	<b>10.42</b>	<b>10.36</b>	<b>0.58%</b>
	<b>Укупно</b>		<b>49.188</b>	<b>0.335</b>	<b>0.68</b>	<b>1210.893</b>		<b>9.76</b>	

### 5.3.3. Утицај дистрибуираних извора на мрежу подручја Електро-Херцеговина

Тренутно на подручју Електро-Херцеговине постоји прикључено укупно 157 малих соларних електрана инсталисане снаге 21,8 MW и три мале хидро електране инсталисане снаге 2,45 MW. Највећи број МСЕ се налази на подручју ТЈ Електро-Билећа (11,1 MW), затим ТЈ Електро-Требиње (6,3 MW), ТЈ Електро-Невесине (4.1 MW) и ТЈ Електро-Љубиње (0,4 MW). Када су у питању МХЕ, на целом подручју се налазе укупно 3 МХЕ од чега су две на подручју ТЈ Електро-Гацко (0,45 MW) и једна на подручју ТЈ Електро-Билећа (2 MW) која је 35 kV далеководом прикључена на ТС 35/10 kV Берковићи.

У време минималног оптерећења конзума у 2022. години, неједновремено вршно оптерећење на нивоу ТС 110/X kV износи око 23 MW (50% максималног оптерећења). Ако се овај податак упореди са вредношћу инсталисане снаге дистрибуираних извора, јасно је да је скоро 95% оптерећења конзума у минималном режиму рада „покривено” производњом енергије из МЕ. Већ на први поглед, само на основу овако грубог поређења поменутих података, може се одмах закључити да у одређеним деловима мреже ово доводи до евакуације произведене енергије у преносну мрежу, недозвољено високих вредности напона у 10 kV мрежи и повећања губитака активне снаге у мрежи 10 kV.

У 2024. години, према достављеним подацима, на подручју Електро-Херцеговине издата је сагласност за прикључење још око 43 MW инсталисане снаге у МСЕ. Ако се има у виду да је за 2024. годину предвиђен благ пораст нивоа оптерећења конзума (око 2 MW), јасно је да ће инсталисана снага постојећих и нових МЕ надалеко превазићи потребе конзума не само у

минималном већ и у максималном режиму рада. Да би се стекла јасна слика изнетих проблема, у наставку текста биће предочен утицај МЕ на подручје сваке ТЈ понаособ.

На подручју ТЈ Електро-Билећа анализиран је утицај МЕ укупне инсталисане снаге око 33 MW, од чега је 9 MW планирано да се прикључи на напон 35 kV. У минималном режиму рада оптерећење конзума се креће у границама 3 - 4 MW. То значи да је генерисање МЕ око 9 пута веће од потреба конзума. Последице тога су следеће. Недозвољено високи напони у мрежи 10 kV на комплетном подручју ТС 35/10 kV Берковићи, на изводу Плана Подгорје из ТС 35/10 kV Плана и практично на комплетном 10 kV конзуму који се напаја директно из трансформације 110/10 kV у ТС 110/10/35 kV Билећа. На изводу Баљци из ТС 110/10/35 kV Билећа, недозвољено се преоптерећује око 4,7 km надземних деоница извода и то и у правцу места Баљци и у правцу места Влахиња, затим око 500 m надземних деоница на изводу Подтухор и око 2,3 km деоница на изводу Врањска. Због евакуације енергије у преносну мрежу, у нормалном уклопном стању у минималном режиму рада више неће бити довољно да ради само један трансформатор 110/10/35 kV у ТС 110/10/35 kV Билећа, а у хаваријским ситуацијама када из погона испадне један трансформатор снаге 20/20/14 MVA, сигурност у напајању неће моћи да се обезбеди за цео конзум већ ће морати да се иде на редукације.

На подручју ТЈ Електро-Требиње анализиран је утицај МЕ укупне инсталисане снаге око 11,8 MW. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 13 MW. Генерисање ових електрана превазилази потребе конзума на подручју које напајају ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Волујац. Због тога у овом делу мреже долази до пласмана енергије у правцу РП Требиње, као и недозвољено високих напони на њиховим конзумним подручјима.

На подручју ТЈ Електро-Невесиње анализиран је утицај МЕ укупне инсталисане снаге око 16,4 MW. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 2,6 MW. То значи да је генерисање МЕ око 6 пута веће од потреба конзума. Као последице тога се јавља пласман енергије у правцу ТС 110/10/10(20) kV Невесиње и недозвољено високи напони у мрежи 10 kV на подручју великог броја извода: Лука, Кифино Село, Дрежањ, Раст, Килавци и Удбина. Такође, недозвољено се преоптерећују и надземне деонице на изводу Кифино Село, Дрежањ и Килавци.

На подручју ТЈ Електро-Гацко анализиран је утицај МЕ укупне инсталисане снаге око 5,7 MW. У минималном режиму рада оптерећење конзума износи око 2 MW. То значи да је генерисање МЕ скоро 3 пута веће од потреба конзума. Последице тога су следеће. Пласман енергије у правцу ТС 35/10 kV Гацко, односно ТС 110/35/6 kV Гацко и недозвољено високи напони у мрежи 10 kV подручју извода Фојница и Врбица.

На основу изнете кратке анализе може се донети неколико закључака. Тренутна прикључена снага МЕ „покрива” око 95% конзума у минималном режиму рада. Пласман енергије из дистрибутивне у преносну мрежу се реализује кроз три ТС 110/X kV: Билећа, Невесиње и РП Требиње на чијим подручјима је конзум угрожен недозвољено високим напонима. Ако се на мрежу прикључе и све МЕ које су добиле сагласност за прикључење, инсталисана снага МЕ ће скоро за три пута превазићи потребе конзума на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине. То значи да ће практично у свим ТС 110/X kV доћи до евакуације енергије у преносну мрежу. Тренутни инсталисани капацитет у ТС 110/10/35 kV Билећа неће моћи да обезбеди сигурност у напајању конзума. Већи део мреже биће угрожен недозвољено високим напонима.

#### **5.3.4. Закључне напомене**

До краја 2034. године укупна вредност инвестиција које треба реализовати на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине износи 9.112.540,00 KM, при чему се око 55% свих инвестиција реализује у прве три године перспективног периода. Због дотрајалости опреме у практично свим

ТС 35/10 kV, највећи ниво улагања се очекује у мрежи напонског нивоа 35 kV. Иако је мрежа 10 kV изузетно географски разуђена, због релативно малог нивоа оптерећења, тренутно и потенцијално, конзум није угрожен са аспекта напонских прилика и губитака активне снаге ако се занемари утицај дистрибуираних извора на мрежу. Због тога је и предложени ниво инвестиција у мрежи 10 kV скоро два пута мањи од планираног нивоа инвестиција у мрежи 35 kV. Међутим, овде треба имати у виду да ће даљи развој града Требиња сигурно у периоду који предстоји диктирати даље инвестирање у мрежу 10 kV, што ако се реализује инвестиција изградње ТС 110/10/35 kV Требиње 3 неће представљати проблем.

Најкрупније инвестиције које се предлажу за реализацију у наредних десет година су:

1. Изградња и уклапање у постојећу мрежу нове ТС 110/10/35 kV Требиње 3 којом се дугорочно решава проблем поузданог и сигурног напајања Требиња и околине.
2. Комплетна реконструкција ТС 35/10 kV Љубиње и ТС 35/10 kV Гацко.
3. Реконструкција и изградња 10 kV мреже на подручју ТЈ Електро-Љубиње која ће обезбедити сигурност конзума до изградње 35 kV далековода из правца ТС 35/10 kV Величани.
4. Изградња 35 kV далековода између ТС 35/10 kV Величани и ТС 35/10 kV Љубиње којом се дугорочно решава проблем сигурности на подручју ТЈ Електро-Љубиње.
5. Набавка и уградња укупно тринаест нових трансформатора 35/10 kV чиме ће се инсталисана снага ТС 35/10 kV повећати за око 20 MVA.

У наредној табели је дат приказ новчане вредности инвестиција које се предлажу за реализацију до краја перспективног периода, а у Табела 29 преглед планираних повећања инсталисаних капацитета у ТС 110/X kV и ТС 35/10 kV на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине.

**Табела 28: Преглед укупних вредности инвестиција по етапама развоја 2024-2034. година на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине**

Етапа развоја	Вредност инвестиција у мрежи 35 kV (кМ)	Вредност инвестиција у мрежи 10 kV (кМ)	Укупна вредност инвестиција (кМ)
2024. година		186 560.00	186 560.00
2025. година	672 000.00	1 433 400.00	2 105 400.00
2026. година	2 180 700.00	563 880.00	2 744 580.00
2034. година	3 180 000.00	896 000.00	4 076 000.00
<i>Укупно 2024-2026. година</i>	<i>2 852 700.00</i>	<i>2 183 840.00</i>	<i>5 036 540.00</i>
<i>Укупно 2027-2034. година</i>	<i>3 180 000.00</i>	<i>896 000.00</i>	<i>4 076 000.00</i>
<b>Укупно у етапама 2024-2034. година</b>	<b>6 032 700.00</b>	<b>3 079 840.00</b>	<b>9 112 540.00</b>

**Табела 29: Преглед капацитета у трансформацији 110/X kV и 35/10 kV у етапи развоја до краја 2034. године на дистрибутивном подручју Електро-Херцеговине**

Назив ТС	Преносни однос (kV/kV)	Снага у 2022. години (MVA)	Снага у 2034. години (MVA)	Година уласка у погон
РП Требиње	110/35/10	20/20/6,7	20/20/6,7	1976
	110/35/10	20/20/6,7	20/20/6,7	1972
ТС 110/10/35 kV Требиње 1	110/10,5/36,75	20/20/14	2x20/20/14	2023
	35/10	8	-	-
	35/10	4	-	-
ТС 110/10/35 kV Билећа	110/10,5(21)/36,75	20/20/14	20/20/14	2017
	110/10,5/36,75	20/20/14	20/20/14	1979
ТС 110/35/6 kV Гацко	110/35/6	20/20/14	20/20/14	1979
	110/35/6	20/20/14	20/20/14	1977
ТС 110/10/10(20) kV Невесинје	110/2x10,5/10,5	16/16/5,35	16/16/5,35	1973
	110/10,5(21)/21	20/20/14	20/20/14	2017
ТС 110/10/35 kV Требиње 3	110/10,5/36,75	-	20/20/14	2026
ТС 35/10 kV Гацко	35/10	4	8	2034
	35/10	4	8	2034
ТС 35/10 kV ХЕТ 2	35/10	1,6	1,6	
ТС 35/10 kV Берковићи	35/10	2,5	4	2025
	35/10	-	4	2034
ТС 35/10 kV Плана	35/10	1	2,5	2034
	35/10	1,6	2,5	2034
ТС 35/10 kV Љубиње	35/10	2,5	2,5	2026
	35/10	2,5	2,5	2026
ТС 35/10 kV Величани	35/10	2,5	4	2034
ТС 35/10 kV Вољујац	35/10	2,5	4	2026
	35/10	2,5	4	2034
ТС 35/10 kV Гранчарево	35/10	1,6	1,6	1981
	35/10	2,5	2,5	2003
ТС 35/10 kV Требиње 2	35/10	8	12,5	2025
	35/10	8	12,5	2026
Укупно инсталисано у трансформацији 110/X kV без ТС Столац		176	216	
Укупно инсталисано у трансформацији 35/10 kV		56,8	76,7	

## 6. Литература

- [1] Дистрибутивна мрежна правила МХ „Електропривреда Републике Српске” А.Д. Требиње, март 2019. године, Требиње
- [2] Критеријуми за израду десетогодишњег плана развоја дистрибутивне мреже, МХ „Електропривреда Републике Српске” А.Д. Требиње, октобар 2021. године, Требиње
- [3] Правилник о регулацији квалитета снабдијевања електричном енергијом, децембар 2022. године, Требиње
- [4] Студија развоја електродистрибутивног система Републике Српске, 2010. године, Електротехнички институт „Никола Тесла” Београд
- [5] Подаци о преносној мрежи, Електропренос БиХ
- [6] Дугорочни план развоја преносне мреже 2021-2030. година, 2021. године, Електропренос БиХ



## 7. Прилози

### 7.1.1. Електро-Херцеговина

Табела 30: Преглед годишњих вршних оптерећења и протеклих енергија по ТС 110/Х kV на подручју Електро-Херцеговине у периоду 2012-2022. година

Година/ТС	Требиње 1	Требиње (РП)	Билећа	Гацко	Невесиње
<b>Активна енергија - набавка (MWh)</b>					
2012	62.071	36.832	35.878	33.672	22.113
2013	54.145	46.784	35.813	40.826	21.744
2014	54.769	48.966	35.269	46.855	22.565
2015	53.041	49.416	37.402	43.329	23.625
2016	56.826	54.528	35.696	44.228	23.445
2017	56.724	58.141	35.362	43.428	23.654
2018	56.491	53.201	32.684	44.336	24.657
2019	54.864	29.762	33.275	42.245	25.915
2020	57.063	40.188	34.730	41.921	26.278
2021	59.810	44.836	27.672	43.128	25.871
2022	59.224	62.156	24.511	39.138	21.573
<b>Максимално оптерећење (MW)</b>					
2012	19,89	13,63	7,52	10,11	5,49
2013	16,24	13,49	7,45	9,58	5,56
2014	12,62	14,02	7,11	10,61	4,91
2015	11,42	14,18	7,33	10,58	5,10
2016	15,95	14,64	6,98	9,99	5,12
2017	19,63	16,24	7,30	10,10	5,38
2018	15,17	13,80	6,68	10,66	5,89
2019	11,57	14,47	7,18	10,40	5,29
2020	14,20	12,03	6,53	9,36	5,21
2021	12,68	12,98	7,17	10,28	5,36
2022	12,85	15,54	6,43	9,48	5,12
<b>T<sub>ЕКV</sub> (h)</b>					
2012	3.120	2.703	4.772	3.331	4.028
2013	3.334	3.467	4.804	4.261	3.911
2014	4.339	3.493	4.963	4.418	4.594
2015	4.645	3.485	5.105	4.096	4.633
2016	3.563	3.725	5.115	4.427	4.578
2017	2.890	3.580	4.843	4.299	4.396
2018	3.723	3.854	4.896	4.158	4.186
2019	4.742	2.057	4.633	4.062	4.897
2020	4.019	3.341	5.321	4.477	5.042
2021	4.718	3.453	3.857	4.197	4.823
2022	4.609	4.000	3.814	4.131	4.210

## **Дистрибуирани извори и њихов утицај на стање мреже**

Планирање и изградња нових електрана у Републици Српској врши се у складу са електроенергетском политиком. Влада Републике Српске води електроенергетску политику у складу са стратешким документима и плановима развоја енергетског сектора а иста се прије свега дефинише и усваја кроз стратегију развоја енергетике и планове развоја електроенергетског сектора, што у својим плановима развоја ОДС „Електро Херцеговина“ а.д. Требиње прати, поштује и спроводи. Народна скупштина Републике Српске усвојила је Стратегију развоја енергетике Републике Српске до 2035. године, којом су дефинисани приоритетни пројекти од интереса за РС.

Учешће јавности значајно доприноси изради просторнопланских докумената, јер се на овај начин јавност упознаје са планираним пројектом или групом пројеката од самог почетка, што знатно олакшава и убрзава цијели процес одобравања и изградње пројекта. Ово је посебно корисно са аспекта благовремене размјене информација и података, између инвеститора, представника локалне заједнице и локалних власти те електродистрибутивних и комуналних предузећа о планираним будућим електроенергетским објектима на конкретном подручју. Јако је важно од самог старта, од саме идеје будућег пројекта, успоставити везу инвеститора са надлежним ОДС-ом, за све будуће планиране производне објекте, који ће се у коначници морати прикључити на електродистрибутивну мрежу. Са друге стране, планирање развоја електродистрибутивне мреже условљено је владањем информацијама везаним са очекиваним развојем изградње великог броја дистрибуираних генератора повезаних дисперзивно на електродистрибутивну мрежу.

Прикључење и паралелни рад дистрибутивних електрана са електродистрибутивним системом Републике Српске регулисани су Законом о електричној енергији, Дистрибутивним мрежним правилима, Општим условима за испоруку и снабдевање електричном енергијом и посебно Правилником о условима прикључења електрана на електродистрибутивну мрежу Републике Српске.

Правилник о условима за прикључење електрана на електродистрибутивну мрежу Републике Српске усклађен је са IEC 61000-3 Electromagnetic compatibility, ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators и самом Уредбом комисије ЕУ о успостављању мрежних правила за захтјеве за прикључење произвођача електричне енергије на мрежу. Правилником су дефинисани стандардни критеријуми које у погледу техничких услова мора задовољити мала електрана да би се прикључила на ЕД мрежу у одређеној тачци, као и функционални захтјеви за рад електране паралелно са електродистрибутивном мрежом.

Због свега наведеног, и поред жеље за омасовљењем примјене ОИЕ и њихове интеграције у ЕЕС и ЕД мрежом, са аспекта рада ДСО, забрињава убрзани пораст и повећање снаге производних модула прикључених на мрежу уколико исто не буде у

потпуности пропраћено досљедном провјером критеријума, захтјева и услова за прикључење и накнадно паралелан рад производног постројења са дистрибутивном мрежом а све у складу са важећим Правилником којим се дефинишу не само услови за прикључење електрана на електродистрибутивну мрежу Републике Српске него и функционални захтјеви за рад електрана паралелно са ЕД мрежом као што су: смањење активне снаге при порасту фреквенције, поновно прикључење електране након испада због услова у систему, регулација производње реактивне снаге за електране на средњем напону, регулација производње реактивне снаге за електране на ниском напону, као и критеријум транзијентне стабилности.

Поред елаборације у појединачном случају, прописане у поступку прикључења сваке електране чија је називна снага већа од 100 kW, тако и системски анализирањем система са свим прикљученим електранама на одређеном електродистрибутивном подручју, постојећим и планираним, приликом израде планова развоја мреже, потребно је детаљно сагледавање свих околности за нова прикључења ОИЕ.

У супротном, перспективно стање дистрибутивне мреже и перформансе рада исте, као и перспективно стање погона самих дистрибутивних генератора прикључених на ЕД мрежу, могу бити неповратно угрожени.

У наредним табелама је приказано тренутно стање дистрибуираних извора ел. енергије као и планирана прикључења према до сада поднесеним захтјевима за прикључење.

***Преглед тренутног стања ОИЕ по ТЈ прикључених на мрежу и у процедури прикључења (цца)***

1. Требиње - 23 MW
2. Билећа – 34 MW
3. Гацко – 15 MW
4. Невесиње – 17 MW
5. Љубиње – 1,6 MW

**Укупно око 90 MW**

**Напомена:** *један дио објекта малих електрана је у току процеса прикључења;*

Обзиром да је, суштински гледано, идеја имплементације ОИЕ да се искористе као локална производња електричне енергије, са намјером што ближе потрошње исте на подручју гдје се производи.

Из свега наведеног, битно је урадити свеобухватну анализу мреже ОДС-а, односно анализу услова за прикључење ОИЕ на ЕД мрежу.

У противном ОДС очеукују значајна улагања у „поправљање“ лоших ситуација опремом као што су нпр. (трансформатори са промјеном склопке под оптерећењем „OLTC“,

„storage system“, ситеми за регулацију производње/потрошње реактивне енергије и напонских прилика и др.).

## **Планирања развоја и улагања у НН дистрибутивну мрежу 1 kV**

Током, активности планирања и рада на дистрибутивној мрежи напонског нивоа 1 kV, ОДС „Електро Херцеговина“ а.д. Требиње води се искуством у раду и одржавању, правилницима, законском и подзаконском регулативом, стандардима и др. Као најзначајније наводимо стандард EN 50160, о квалитету електричне енергије, те стандард IEC 61000-4-30. У жељи да као вршилац јавне дјелатности дистрибуције електричне енергије својим крајњим корисницима омогући што бољи, транспарентнији приступ мрежи, као и квалитет испоручене електричне енергије ОДС „Електро Херцеговина“ а.д. Требиње већ дужи низ година се бави нисконапонском мрежом, као једним од најзначајнијих дијелова инфраструктуре у смислу остваривања крајњих планираних пословних циљева (малих губитака електричне енергије, те задовољства крајњих купаца у смислу квалитета и континитета у испоруци електричне енергије).

Уопштено речено развој и изградња НН мреже је одраз стања и изградње СН мреже и потреба корисника мреже која је детаљно обрађена "Студијом развоја ЕД система " у предходном дијелу документа, тако да планови развоја НН прате планове развоја СН, што смо у приједлогу планова инвестиционих улагања углавном уважили.

Нисконапонска мрежа као најзаступљенија мрежа у дистрибутивној дјелатности захтјева посебну пажњу, сходно масовном и директном контакту са крајњим корисницима . Из ових разлога она мора да испуни одређене техничке услове од којих су најбитнији следећи:

- Дозвољена оптерећеност појединих водова на мрежи (струјна и термичка граница оптерећености, уважавајући услове полагања и атмосферске услове),
- Дозвољени пад напона,
- Прописани квалитет електричне енергије приликом испоруке (EN 50160),
- Ефикасност заштите од индиректног напона додира,
- Пријем нових крајњих корисника на постојећу мрежну инфраструктуру без додатних нових значајних улагања,

Разматрајући и уважавајући предходно поменуте критеријуме ОДС „Електро Херцеговина“ а.д. Требиње је предложило списак објеката НН за изградњу и реконструкцију у табеларном прегледу у прилогу, као и радове на изградњи и реконструкцији прикључака и мјерних мјеста.

***Прилог: Табеларни прилог 10-то годишњег плана инвестиција по објектима и проценом вриједности улагања.***