

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.03)**B2.03****ANALIZA RADA I EFEKATA UGRADNJE SISTEMA ZA DALJINSKI NADZOR
TEMPERATURE PROVODNIKA I PROGNOZU DOZVOLJENE STRUJE
DALEKOVODA U REALNOM VREMENU NA DV 110 KV BANJA LUKA 1 – BANJA
LUKA 6/I NAKON PET GODINA EKSPLOATACIJE****ANALYSIS OF PERFORMANCE AND BENEFITS OF DYNAMIC THERMAL RATE
SYSTEM ON OHL 110 KV BANJA LUKA 1 – BANJA LUKA 6/I AFTER FIVE YEARS OF
EXPLOITATION****Nikola Đoković*, Dejana Jankelić, Jovan Todorović**

Kratak sadržaj: U radu je opisana arhitektura sistema za daljinski nadzor i prognozu temperature provodnika dalekovoda (DV) 110 kV Banja Luka 1 – 6/I. Prikazani su podaci sa meteorološke stanice sistema u korelaciji sa podacima o opterećenjima transformatorskih stanica u regiji od interesa. Dat je pregled performansi rada sistema i izmjerenih temperatura provodnika tokom petogodnišnjeg perioda eksploatacije. Analizirani su kritični režimi u pogonu dalekovoda i izneseni zaključci u pogledu opravdanosti ugradnje sistema sistema za daljinski nadzor i prognozu temperature provodnika kao alternative rekonstrukciji dalekovoda.

Ključne reči: *Temperatura provodnika, DTR sistem, Prenasna moć dalekovoda, Nadzemni elektroenergetskivod, Rekonstrukcija*

Abstract: This paper presents architecture of dynamic thermal rate system installed on OHL 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I. Paper presents performance of the system, conductor temperatures achieved during the past five years period of exploitation as well as meteorological data from meteorological station in correlation to power consumption data of the area of interest. Critical regimes in transmission line operation were analysed and conclusions were drawn regarding the justification of installing a dynamic thermal rate system as an alternative to transmission line reconstruction.

Key words: *Conductor temperature performance, Dynamic thermal rate, Ampacity, Overhead line, Reconstruction*

* Nikola Đoković, Elektroprenos BiH, nikola.djokovic@elprenos.ba
Dejana Jankelić, Elektroprenos BiH, dejana.jankelic@elprenos.ba
Jovan Todorović, Elektroprenos BiH, jovan.todorovic@elprenos.ba

1 UVOD

Trend brzog razvoja proizvodnih kapaciteta iz obnovljivih izvora energije (OIE) baziranih na energiji vjetra i sunčevog zračenja uzrokovao je nagle promjene proizvodnje električne energije na prenosnoj mreži i nametnuo nove izazove operatorima prenosnog sistema. Promjenjiva proizvodnja iz OIE kao za posljedicu ima naglu promjenu opterećenja prenosnih dalekovoda u kratkom vremenu, te se kao jedno od rješenja/alata nameće primjena sistema za daljinski nadzor temperature provodnika i prognozu dozvoljene struje dalekovoda u realnom vremenu (eng. Dynamic Line Rating – DLR ili Dynamic Thermal Rating, u daljem tekstu „DTR sistem“) kao sredstva kojim se bez dodatnih ulaganja trenutno može povećati prenosna moć dalekovoda. Kao moguće rješenje problema preopterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I identifikovanog kroz planove razvoja, Elektroprenos BiH se prije pet godina odlučio za ugradnju DTR sistema na ovom dalekovodu.

Autorima su poznati radovi^{[1],[2]} koji se bave teorijskim aspektom ugradnje DTR sistema, proračunom prenosne moći dalekovoda i analizom opravdanosti ugradnje DTR sistema prije ugradnje takvog sistema, ali radovi o iskustvima rada DTR sistema i efektima njihove ugradnje nisu bili dostupni. U nekim od studija^[3] koje se bave razvojem prenosnog sistema, može se pronaći podatak da prenosna moć dalekovoda sa instalisanim DTR sistemom iznosi 120% prenosne moći dalekovoda bez instalisanog DTR sistema. Treba napomenuti da je ovakva pretpostavka usvojena za dio sistema u kojem se kritična opterećenja dalekovoda javljaju pri angažmanu vjetroelektrana te se može očekivati velika vjerovatnoća povoljnih uslova za hlađenje provodnika pri pojavi vršnih opterećenja dalekovoda.

Namjera autora je da se analizira rad DTR sistema na jednom konkretnom dalekovodu, koji je lociran u dijelu elektroenergetskog sistema gdje vršno opterećenje dalekovoda određuje konzum. Analizina je pouzdanost i sigurnost pogona dalekovoda i mogućnosti za rasterećenje dalekovoda u kritičnim režimima.

Ključno pitanje kojim se bavi rad je da li je ugradnjom DTR sistema uz rasterećenje dalekovoda u kritičnim režimima osiguran pouzdan i siguran rad u posmatranom dijelu elektroenergetskog sistema i da li su potrebna dodatna ulaganja u rekonstrukciju dalekovoda. Pored pokazatelja rada DTR sistema, provedena je i retrospektivna analiza na setu podataka o meteorološkim uslovima prikupljenim sa meteorološke stanice DTR sistema i prognozom opterećenja dalekovoda na bazi ostvarenih snaga potrošnje i proizvodnje u proteklom periodu u kritičnim režimima, čiji je cilj bio provjeriti da li bi do termičkog preopterećenja dalekovoda u periodu rada DTR sistema došlo da je u bilo kom trenutku došlo do kritičnog ispada u mreži.

Prognoza opterećenja dalekovoda je teorijski bazirana na DC modelu mreže opisanom u literaturi^[4]. Za određivanje koeficijenata učešća potrošnje odnosno proizvodnje u pojedinim čvorovima dijela mreže od interesa korišteni su proračuni tokova snaga u računarskom programskom paketu PSS®E, proizvođača Siemens PTI, koji se koristi za analizu i planiranje elektroenergetskih mreža kroz razne statičke i dinamičke simulacije. Tokovi snaga na modelima elektroenergetskog sistema Bosne i Hercegovine (EES BiH) zimskog i ljetnog maksimuma dobijeni su Newton-Raphson metodom proračuna tokova snaga. Stacionarno stanja tokova snaga simulirano je sa opterećenjima 20% većim u odnosu na vršno opterećenje iz perioda 2020-2023 u mreži od interesa. Potom je analiziran uticaj promjene snage proizvodnje odnosno potrošnje u pojedinim čvorištima u dijelu mreže od interesa na opterećenje posmatranog dalekovoda čime su dobijeni koeficijenti uticaja snage potrošnje odnosno proizvodnje u pojedinim čvorovima na tokove aktivnih snaga na predmetnom dalekovodu.

Po određivanju koeficijenata uticaja proračun opterećenja dalekovoda je računat u programu namjenski napisanom u programskom jeziku MathWorks® MATLAB uz pretpostavku konstantnog napona i tokova reaktivnih snaga na dalekovodu. Proračun opterećenja voda je proveden za sva 15-minutna opterećenja/proizvodnju u čvorištima mreže od interesa u periodu 2020-2023.

Za izračunata opterećenja dalekovoda u normalnom pogonu, u kritičnom režimu i po provedenom rasterećenju, simulirane su temperature provodnika dalekovoda. Za proračun se koristi set meteoroloških podataka sa meteorološke stanice DTR sistema prikupljen u periodu od 2020 do 2023. godine sa vremenom odabiranja od 15 minuta. Proračun je baziran na metodologiji CIGRE opisanom u literaturi^[5], u čiju svrhu je takođe izrađen namjenski program u programskom jeziku MathWorks® MATLAB. Razlika u odnosu na metodologiju opisanu u literaturi^[5] je u tome što se izračunata temperatura provodnika u zavisnosti od brzine i smjera vjetra poredi sa temperaturom za brzinu vjetra od 0,5 m/s okomito na pravac provodnika, što odgovara stanju prirodne konvekcije i usvaja se niža izračunata temperatura provodnika. Ovo je urađeno iz razloga što se prilikom poređenja rezultata proračuna temperature provodnika sa izmjenom temperaturom provodnika pokazalo da navedena korekcija daje bolje slaganje rezultata simulacije sa izmjerenim vrijednostima temperature provodnika.

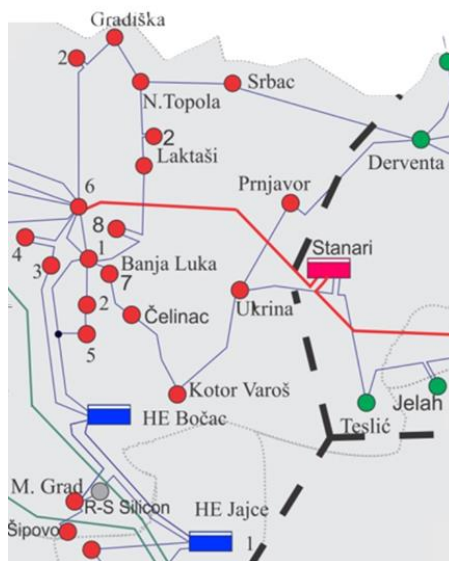
U Poglavlju 2 prikazana je topologija i date karakteristike prenosne mreže na području od interesa, a u Poglavlju 3 karakteristike DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6/I sa procjenom dodatnih ulaganja u povećanje sigurnosti pogona dalekovoda i dogradnju DTR sistema u poređenju sa troškovima rekonstrukcije dalekovoda. Arhitektura DTR sistema i pokazatelji rada u prethodnom periodu prikazani su u Poglavlju 4. Poglavlje 5 bavi se mogućnostima rasterećenja dalekovoda na modelu sistema za režime ljetnjeg i zimskog maksimuma u programskom paketu PSS®E. U Poglavlju 6 obrađen je termički proračun provodnika dalekovoda u kritičnim režimima rada dalekovoda (normalni pogon, n-1 najnepovoljniji slučaj i rasterećenje dalekovoda nakon najkritičnijeg ispada grane u dijelu elektroenergetskog sistema od interesa) za 15-minutna opterećenja čvorova u prenosnoj mreži u regiji od interesa u periodu 2020-2023. godine. U poglavlju 7 prezentovani su zaključci provedenih analiza.

2 KARAKTERISTIKE PRENOSNE MREŽE NA PODRUČJU OD INTERESA

TS 110/35/10 kV Banja Luka 1 je sa TS 400/110/20 kV Banja Luka 6 povezana sa dva dalekovoda: DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I sa provodnicima Al/Č 150/25 i DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II sa provodnicima Al/Č 240/40. TS 400/x kV Banja Luka 6 predstavlja glavnu tačku iz koje se preko dva transformatora 400/110 kV snage 300 MVA električnom energijom napaja grad Banja Luka i šire područje banjalučke i dobojske regije. Situacioni prikaz dijela mreže od interesa je dat na Slici 1.

TS 110/35/10 kV Banja Luka 1 predstavlja jako čvorište mreže 110 kV sa šest dalekovodnih polja preko koga se napaja 50-60% konzuma grada Banja Luka i banjalučke regije, opremljena sa dva sistema sabirnice i spojnim poljem.

U razvojnim planovima dalekovod 110 kV Banja Luka 1 – 6/I označen je kao jedan od objekata, na kome dolazi do preopterećenja u slučaju ispada dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II. Radi prevazilaženja ovog ograničenja, a imajući u vidu da su na dalekovodu 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I u periodu od 2000. go 2012. godine provodnici Al/Č 150/25 zamijenjeni novim, na dalekovodu je ugrađen DTR sistem. Sistem je ugrađen 2018. godine, u stabilnom i pouzdanom radu se nalazi od 2020. godine.



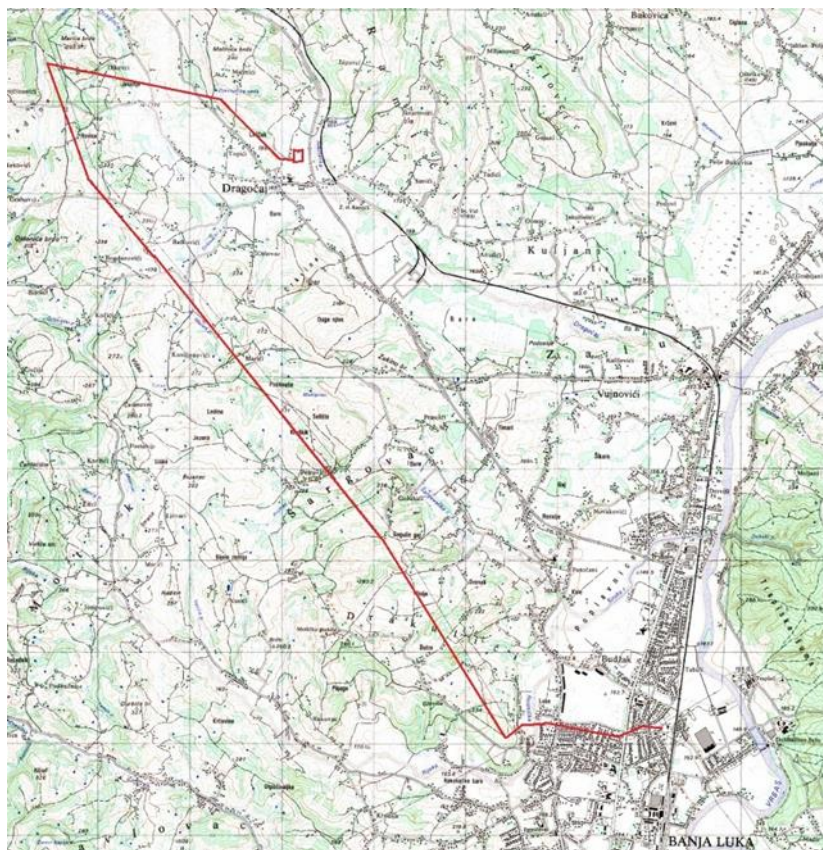
Slika 1: Prikaz dijela elektroenergetskog sistema BiH na području od interesa

3 KARAKTERISTIKE DALEKOVODA 110 kV BANJA LUKA 1 - BANJA LUKA 6/I

Dalekovod 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I je dužine 13,87 km, od čega je dionica dužine 11,13 km sa ugrađenim provodnicima Al/Č 150/25 izgrađena 1962. godine, dok su na dijelu trase, izgrađenom kao priključak TS Banja Luka 6 u elektroenergetski sistem 1980. godine ugrađeni provodnici Al/Č 240/40. Dionica dalekovoda sa provodnicima Al/Č 150/25 se prostire u pravcu istok-zapad i jugoistok-sjeverozapad, dok je dionica dalekovoda sa provodnicima Al/Č 240/40 postavljena u pravcu sjeverozapad-jugoistok. Situacija trase dalekovoda je prikazana na Slici 2. Zamjena provodnika Al/Č 150/25 novim provodnicima istog tipa obavljena je u periodu između 2000. i 2012. godine. 2016. Godine izvršena je zamjena izolatora i sanacija uzemljivača.

Za DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I nije zadovoljen standardni kriterijum planiranja n-1, budući da pri ispadi DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II dolazi do prekoračenja granične vrijednosti opterećenja dalekovoda koje iznosi 89 MVA (strujno opterećenje voda 468 A izračunato po standardu IEEE 738^[6] uz sljedeće meteorološke podatke: temperatura vazduha 35°C, intenzitet sunčevog zračenja 850 W/m² i brzina vjetra 0,6 m/s okomito na provodnike - prirodno hladnje).

Na dalekovodu su relativno skoro ugrađeni novi provodnici, te je kao alternativno rješenje rekonstrukciji dalekovoda ugrađen DTR sistem. Prije ugradnje DTR sistema izrađena je analiza sigurnosnih visina na dalekovodu 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I. Dalekovod je, u skladu sa regulativom koja je važila u vrijeme izgradnje, projektovan tako da sigurnosne visine budu zadovoljene pri temperaturi provodnika od 40°C. Analizom je obuhvaćeno 49 kontrolnih tačaka u kojima su ukrštanja sa putevima, NN ili SN mrežom, ili se nalaze u blizini stambenih objekata. Od 49 kontrolnih tačaka u tri tačke sigurnosne visine nisu zadovoljene pri temperaturi provodnika od 40°C. Od toga se dva ukrštanja odnose na ukrštanje sa NN vodom i vodom 20 kV, koje je potrebno kablirati. Svi objekti sa nezadovoljavajućim sigurnosnim visinama su nastali nakon izgradnje dalekovoda. Pri temperaturi provodnika od 60°C do narušavanja sigurnosnih visina dolazi u deset kontrolnih tačaka, a pri temperaturi provodnika od 80°C dolazi do narušavanja sigurnosnih visina u četrnaest kontrolnih tačaka. Osim spomenutih ukrštanja, radi se o ukrštanjima sa lokalnim putevima, livadama i voćnjacima. Pregled kritičnih ukrštanja je prikazan u Tabeli I.



Slika 2: Situacija trase DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I

Tabela I: rezultati proračuna sigurnosnih visina (bojom naznačena narušavanja kriterijuma)

Kontrol -na tačka	Raspon	Naseljeno	Vrsta objekta	Potrebna sigurnos- na visina (m)	Sigurnos- na visina +40°C (m)	Sigurnosn a visina +60°C (m)	Sigurnosn a visina +80°C (m)
15	6-7	DA	DV 20 kV	2,50	2,13	1,47	0,96
15B	7-8	DA	put	7,00	7,34	6,99	6,66
15C	7-8	DA	put	7,00	6,77	6,35	5,96
18	10-11	DA	NNL	2,50	3,07	2,63	2,21
19	10-11	DA	njiva	7,00	7,31	6,95	6,61
29	18-19	DA	NNL	2,50	1,83	1,18	0,51
34	22-23	DA	livada	7,00	7,18	6,66	6,16
36	25-26	ne	šumski put	6,00	6,01	5,17	4,34
38	27-28	DA	dvorište	7,00	7,89	7,29	6,71
42	31-32	ne	livada	6,00	6,74	6,01	5,31
43	32-33	ne	voćnjak	6,00	6,36	5,94	5,53
44	33-34	ne	livada	6,00	6,21	5,68	5,17
45	35-36	ne	put	7,00	7,21	6,79	6,37
46	35-36	ne	voćnjak	6,00	6,55	6,15	5,77

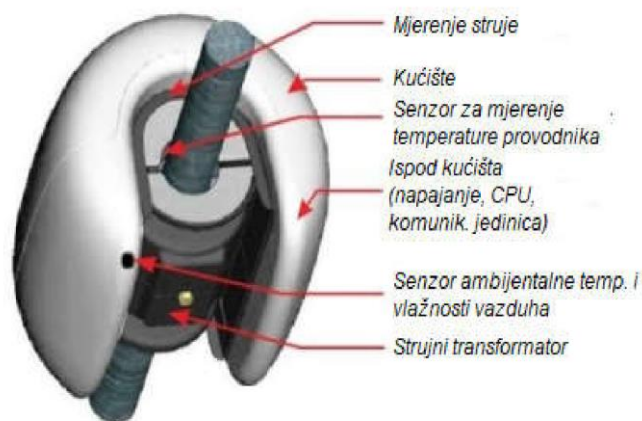
Treba napomenuti da se smanjenje rizika od dalekovoda zbog narušavanja sigurnosnih visina postiže intenziviranjem održavanja, što je relativno lako ostvarljivo s obzirom na to da je dalekovod lociran u sjedištu organizacione jedinice koja vrši održavanje dalekovoda, pa je moguće češćim obilascima trase i otklanjanjem nedostataka umanjiti rizike od kvarova.

Ugradnja DTR sistema je koštala oko 87.000 EUR, što iznosi oko 14% procijenjene vrijednosti rekonstrukcije dalekovoda sa ugradnjom specijalnih provodnika za visoke temperature prema tadašnjim cijenama ili oko 10% izgradnje dalekovoda sa provodnicima Al/Č 240/40 po istoj trasi.

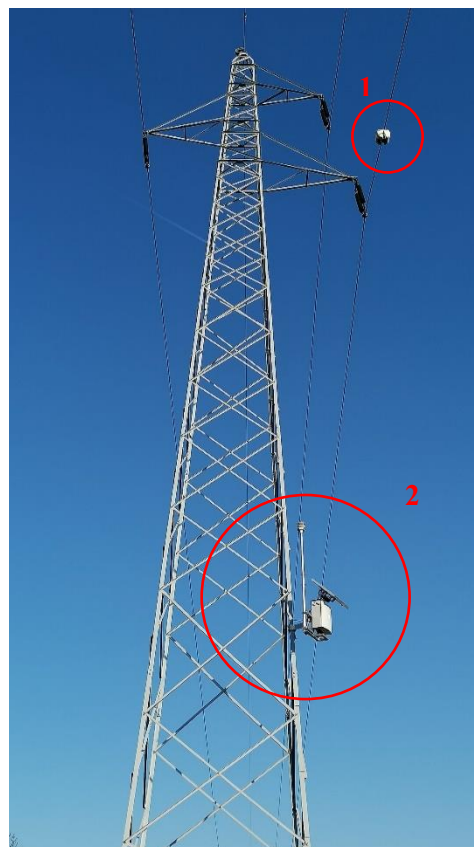
S obzirom na to da odstupanja u sigurnosnim visinama nisu velika, dalekovod bi se mogao povećanjem visine stubova 26 i 33, kabliranjem SN voda u rasponu 6-7 i NN vodova u rasponima 10-11 i 18-19, te ugradnjom horizontalnih lanaca na donjoj fazi na nosnim stubovima u ostalim rasponima dovesti u stanje da su sigurnosne visine zadovoljene pri temperaturi provodnika od 80°C. Pouzdanost dalekovoda bi se mogla povećati dodatnim ulaganjem u proširenje DTR sistema ugradnjom dodatnih senzora za mjerenje temperature i još jedne meteorološke stanice, te povećanjem sigurnosnih visina provodnika na kritičnim mjestima, što je dodatno ulaganje u iznosu od oko 300.000 EUR, koje iznosi do 20% cijene rekonstrukcije dalekovoda po sadašnjim cijenama.

4 ARHITEKTURA DTR SISTEMA I POKAZATELJI RADA U PRETHODNOM PERIODU

DTR sistem se sastoji od senzorske jedinice postavljene na provodniku dalekovoda i meteorološke stanice, montirane na konstrukciju stuba. Senzorska jedinica omogućava direktno mjerenje temperature, struje i nagiba provodnika. Podatak o nagibu provodnika se koristi za procjenu ugiba provodnika i indikaciju leda nataloženog na provodniku. Meteorološka stanica je opremljena senzorima za mjerenje smjera i brzine vjetera, temperature vazduha, vlažnosti vazduha i intenziteta Sunčevog zračenja. Podaci iz senzorske jedinice se putem GSM uređaja dostavljaju na server sistema postavljen u dispečerskom centru Elektroprenosa BiH u Operativnom području Banja Luka. Sistem je podešen da daje dvije vrste alarma s obzirom na temperaturu provodnika i da na osnovu podataka sa meteorološke stanice prikazuje izračunatu trenutno dozvoljenu struju dalekovoda s obzirom na postavljenu graničnu vrijednost temperature. Podaci sa senzora i meteorološke stanice se dostavljaju u intervalima od 15 minuta i pohranjuju se na serveru radi analize i dalje obrade. Izgled senzorske jedinice i izgled sistema su prikazani na Slici 3. Blok dijagram komunikacija unutar sistema je prikazan na slici 4, a izgled ekrana na monitoru SCADA sistema na Slici 5. Na dalekovodu je ugrađena jedna senzorska jedinica i jedna meteorološka stanica i to na stubu broj 5. Sistem je instalisan 2018. godine i po okončanju perioda probnog rada 2020. godine pušten u trajni rad. Važno je napomenuti da zbog konfiguracije sistema SCADA i sistema zaštita sistem ne omogućava davanje signala za automatsko isključenje dalekovoda pri prekoračenju maksimalno dozvoljene temperature, već sistem samo daje alarm dispečerskom centru koji upravlja rasterećenjima dalekovoda. Funkcija alarma i pregleda temperature provodnika na dalekovodu je integrisana u postojeći SCADA sistem. Zaštita od preopterećenja dalekovoda je podešena na alarm podešen pri strujnom opterećenju od 376A sa vremenskim zatezanjem od 20 s, a isključenje dalekovoda sa vremenom reagovanja od 20 minuta podešeno na 468 A.



Slika 3a: Senzorska jedinica DTR sistema



1 – senzorska jedinica
2 – meteorološka stanica

Slika 3b: DTR sistem montiran na stubu broj 5

Osnovni pokazatelji rada sistema u proteklom periodu su prikazani u Tabeli II. Od 2020-2024, godine, sistem je zabilježio prosječnu neraspoloživost od oko 1,2%, odnosno prosječno oko 105 sati godišnje. Važno je napomenuti da ovo obuhvata i periode kada nije bilo podataka o temperaturi i struji voda sa senzorske jedinice, što ne mora podrazumijevati neraspoloživost samog sistema već može obuhvatati i neraspoloživost samog dalekovoda zbog planiranih isključenja i sl.

Pregled maksimalno dostignutih vremenskih parametara, razdvojen sezonski je prikazana u Tabeli III. Kada se govori o strujnom opterećenju dalekovoda i maksimalnoj temperaturi provodnika vidljivo je da je strujno opterećenje zadržano u granicama podešenja prekostrujne zaštite. Temperatura provodnika tokom posmatranog perioda je zadržana u granicama do 60°C, odnosno nije dolazilo do aktiviranja alarma povišene temperature provodnika dalekovoda. Interesantno je primijetiti da pri maksimalno dostignutoj temperaturi provodnika u svakoj od godina ni jedan od meteoroloških parametara nisu dostizali svoje maksimalne (temperatura vazduha, sunčevo zračenje) odnosno minimalne vrijednosti (brzina i pravac vjetra), tako da je u svakom slučaju postojala određena bar minimalna rezerva u pogledu strujne opteretivosti provodnika.

Tabela II: osnovni pokazatelji rada sistema u periodu 2019-2024. godine

Godina	Neraspoloživost sistema*		Vrijeme prilikom kog je temperatura provodnika $T_{prov} > 40^{\circ}\text{C}$	
	%	sati/god	%	sati/god
2019	49,84%	4366	---	---
2020	1,91%	167	1,09%	96
2021	1,23%	108	3,96%	347
2022	0,19%	16	1,79%	157
2023	0,00%	0	0,00%	0
2024	1,58%	139	1,58%	139

*) Periodi gubitka komunikacije prema severu i periodi bez podatka o struji i temperaturi voda (moguće isključenje dalekovoda)

Tabela III: osnovni pokazatelji strujnog i termičkog opterećenja voda u periodu 2019-2024.

Godina	$T_{provmax}$ ($^{\circ}\text{C}$)	I_{vmax} (A)	Vremenski podaci @ $T_{prov max}$					
			interval	I (A)	R (W/m^2)	T_v ($^{\circ}\text{C}$)	v (m/s)	δ ($^{\circ}$)
2019	---	---	---	---	---	---	---	---
2020	51,10	442	22.09.2020 11:15	439	474	22,6	0,67	121,7
2021	51,75	378	24.06.2021 16:45	325	531	38,0	0,82	51,9
2022	48,60	404	23.07.2022 15:45	263	700	38,9	1,07	210,3
2023	48,60	371	24.07.2023 15:45	264	687	37,1	1,06	268,0
2024	49,23	412	19.06.2024 14:30	286	838	35,9	1,25	287,7

I_{vmax} - najveća struja provodnika izmjerena u toku godine senzorskom jedinicom DTR sistema

$T_{provmax}$ - najveća temperatura provodnika izmjerena u toku godine senzorskom jedinicom DTR sistema

Vremenski podaci u trenutku dostizanja maksimalne temperature provodnika $T_{provmax}$ u toku godine:

I - struja provodnika, R - jačina sunčevog zračenja, T_v - temperatura vazduha, v - brzina vjetra, δ - smjer vjetra u odnosu na sjever

Meteorološki parametri: T_{max} - maksimalna temperature vazduha, R_{max} -maksimalni intenzitet Sunčevog zračenja, udio perioda bez vjetra, kada je izmjerena brzina vjetra manja od 0,5 m/s, v_{sr} srednje sezone brzine vjetra, v_{max} maksimalne brzine vjetra, dominantni pravci vjetra, te strujna (I_{max}) i termička opterećenja dalekovoda (T_{pmax}), razdvojeni sezonski je prikazani su Tabeli IV. Maksimalna temperaturna opterećenja provodnika dalekovoda po pravilu se događaju u ljetnjim mjesecima kada su opterećenja dalekovoda relativno visoka. Zato na ovaj period treba posebno obratiti pažnju pri planiranju eksploatacije dalekovoda. Prolječni period i topliji dani u zimskom periodu su najpovoljniji za planiranje radova na okolnim objektima zbog relativno niskih opterećenja dalekovoda, i nižih temperatura i veće učestanosti vjetra. Sa druge strane, topliji dani u jesenjem periodu takođe mogu biti kritični za pogon dalekovoda zbog relativno visokih temperatura, relativno visokog intenziteta Sunčevog zračenja i manje učestalosti i intenziteta vjetra.

Tabela IV: Pokazatelji meteoroloških podataka izmjerenih na stanici sistema u korelaciji sa opterećenjem provodnika

Godina	Zimski mjeseci (januar, februar, decembar)					V _{sr} (m/s)	V _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	31,4	393,0	20,0	722,8	24,93%	1,35	8,70	S, SSW, SW, N, NNE
2021	30,8	377,7	21,8	710,0	23,51%	1,35	7,53	S, SSW, SW, N, NNE
2022	32,5	360,0	20,6	682,0	25,45%	1,29	8,07	S, SSW, SW, N, NNE
2023	31,4	320,0	22,7	662,6	24,62%	1,34	9,89	S, SSW, SW, N, NNE
2024	31,6	335,0	22,9	662,7	24,81%	1,36	7,78	S, SSW, SW, N, NNE
Go- dina	Ljetnji mjeseci (juni, juli, avgust)					V _{sr} (m/s)	V _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	48,5	393,7	35,5	1120,0	20,72%	1,42	8,22	S, SSW, SW, N, NNE
2021	51,8	368,0	39,3	1111,6	21,82%	1,42	6,32	S, SSW, SW, N, NNE
2022	48,6	404,0	39,0	1026,3	19,05%	1,48	6,50	S, SSW, SW, N, NNE
2023	48,6	294,7	37,7	1077,6	21,76%	1,38	8,98	S, SSW, SW, N, NNE
2024	49,2	387,3	38,6	1101,3	20,94%	1,37	6,85	S, SSW, SW, N, NNE
Go- dina	Proljećni mjeseci (mart, april, maj)					V _{sr} (m/s)	V _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	38,2	312,0	29,0	1096,5	25,64%	1,59	7,40	S, SSW, SW, N, NNE
2021	38,7	339,0	29,3	1089,4	16,48%	1,59	6,13	S, SSW, SW, N, NNE
2022	40,2	336,7	31,0	1034,1	17,19%	1,53	7,39	S, SSW, SW, N, NNE
2023	32,6	287,3	27,7	1101,2	21,75%	1,49	6,90	S, SSW, SW, N, NNE
2024	35,6	288,3	32,3	1090,5	22,24%	1,52	8,72	S, SSW, SW, N, NNE
Go- dina	Jesenji mjeseci (septembar, oktobar, novembar)					V _{sr} (m/s)	V _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	51,1	441,5	29,6	926,4	30,51%	1,20	7,60	N, NNE
2021	37,3	364,3	33,3	915,7	28,90%	1,22	5,43	N, NNE
2022	41,6	326,3	32,8	925,1	32,64%	1,17	4,96	N, NNE
2023	40,5	370,7	33,0	860,8	26,74%	1,42	9,36	N, NNE
2024	41,8	412,3	34,3	902,6	27,61%	1,29	7,38	N, NNE

Na osnovu podataka sa meteorološke stanice može se zaključiti da su povoljne okolnosti to što je učestalost vjetra relativno velika i što su dominantni pravci vjetra približno okomiti na pravac pružanja dalekovoda. Na osnovu iznesenih podataka, može se zaključiti da se po pitanju prognoze strujnih opterećenja i eventualnog sezonskog podešenja zaštita proljećni i jesenji period treba tretirati jednako kao i ljetnji zbog mogućih relativno visokih temperatura i intenziteta Sunčevog zračenja, koji su bliski onima u ljetnjem periodu.

Ono što čini nedostatak sistema jeste činjenica da se mjerenja vrše samo u jednoj tački. Preporuka proizvođača je bila da se senzorske jedinice za direktno mjerenje temperature provodnika ugrade u tri tačke na dalekovodu, a meteorološke stanice u dvije tačke. U Poglavlju 6 ovog rada analizirana su ograničenja sistema računajući temperaturu provodnika jednaku u svim zateznim poljima sa provodnicima Al/Č 150/25 pod pretpostavkom da su brzina i pravac vjetra jednaki u svim tačkama.

5 MOGUĆNOSTI RASTEREĆENJA DV 110 KV BANJA LUKA 1 – BANJA LUKA 6/I U KRITIČNIM REŽIMIMA

Radi analize mogućnosti rasterećenja prenosne mreže u kritičnim situacijama po dalekovod 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I formirani su modeli mreže na bazi ostvarenih maksimalnih opterećenja na području od interesa u periodu od početka 2020. godine do kraja 2023. godine. Ukupna opterećenja u regiji od interesa i na području grada Banja Luka za ljetnji i zimski režim uz podatke o atmosferskim prilikama sa meteorološke stanice u trenutku dostizanja maksimalnog opterećenja su prikazana u tabelama V i VI.

Tabela V: opterećenja i vrijeme dostizanja ljetnjeg maksimuma u prethodnom periodu

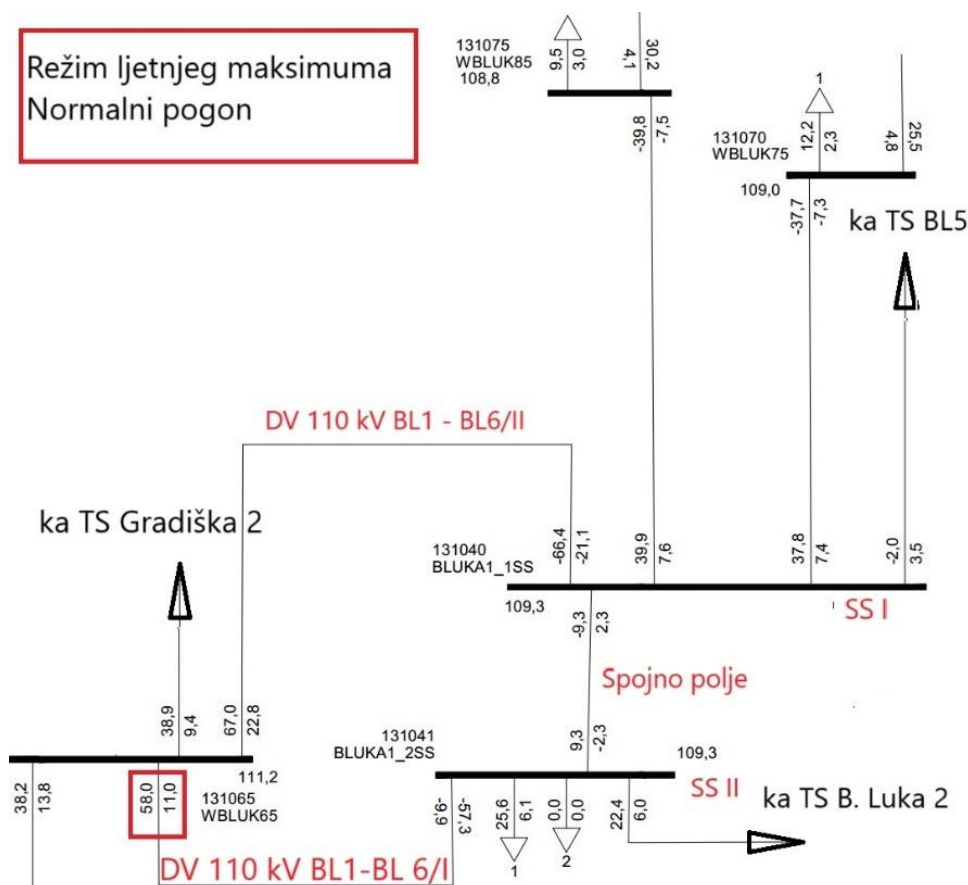
Ljetnji maksimum (godina)	Ukupno opterećenje - regija Banja Luka		Ukupno opterećenje -grad Banja Luka		Datum i vrijeme dostizanja	T _v (°C)	v _v (m/s)	Smi- jer (°)	R (W/m ²)
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)					
2020	228,02	67,76	104,67	25,63	31.07.2020. 12:00	31,1	1,35	209,0	786,3
2021	248,13	83,19	112,41	29,16	23.06.2021. 12:30	33,4	2,18	234,2	905,1
2022	251,63	79,60	114,67	26,64	29.06.2022. 13:00	34,0	2,86	355,2	878,8
2023	229,78	65,34	117,21	26,40	17.07.2023. 12:45	36,4	1,04	216,2	897,5

Tabela VI: opterećenja i vrijeme dostizanja zimskog maksimuma u prethodnom periodu

Zim-ski maksimum (godina)	Ukupno opterećenje -regija Banja Luka		Ukupno opterećenje -grad Banja Luka		Datum i vrijeme dostizanja	T _v (°C)	v _v (m/s)	Smi- jer (°)	R (W/m ²)
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)					
2020	298,1	61,6	152,5	21,0	21.12.2020. 9:45	4,5	0,4	209	46,9
2021	309,5	58,0	163,8	20,4	23.12.2021. 9:30	-1,9	0,9	7	54,4
2022	322,9	53,0	170,4	18,9	25.01.2022. 9:30	-6,0	1,3	121	261,7
2023	298,9	40,9	173,8	18,7	09.02.2023. 9:30	-4,1	0,9	317	57,9

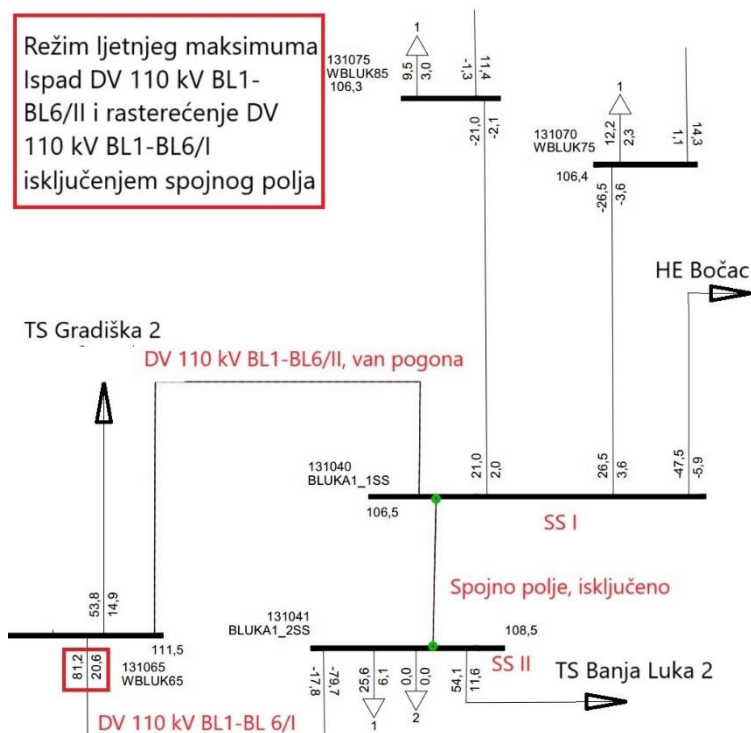
Tokovi snaga u normalnom ljetnjem režimu prikazani su na Slici 5. U dosadašnjoj praksi rasterećenje dalekovoda je vršeno isključenjem dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 8 ili isključenjem DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 7 čime se postiže rasterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I za 20 do 30 MW. Na ovaj način dolazi do radikalnog napajanja određenih transformatorskih stanica sa vršnim opterećenjem 25 do 30 MW.

U ovom radu analizirano je rasterećenje dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I razdvajanjem sabirnica u TS Banja Luka 1. Sabirnice bi u normalnom pogonu bile spojene preko spojnog polja. U slučaju ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II rasterećenje bi se postiglo isključenjem spojnog polja. Na ovaj način postiže se rasterećenje za oko 20 MVA u kritičnim režimima, a da pri tome zadrži minimalno dvostrano napajanje svih transformatorskih stanica u regiji od interesa. Na slici 6 su prikazani tokovi snaga u slučaju neraspoloživosti DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II, nakon provedenih mjera za rasterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I.



Slika 5: Tokovi snaga u režimu ljetnjeg maksimuma

U ljetnjem režimu, po izvršenom rasterećenju strujna opterećenja ostaju u granicama trajno dozvoljene struje dalekovoda.



Slika 6: Tokovi snaga u režimu ljetnjeg maksimuma pri ispadu kritične grane i rasterećenju

Tabela VII: modelovana maksimalna opterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I

Topologija mreže i angažman HE Bočac	P _{voda} (MW)	Q _{voda} (MVar)	U (kV)	I _{voda} (A)	P _{voda} (MW)	Q _{voda} (MVar)	U (kV)	I _{voda} (A)
	Režim ljetnjeg maksimuma				Režim zimskog maksimuma			
I1_sa_HE Bočac	54,1	9,3	110,0	288,1	69,1	4,4	111,3	359,2
I1_bez_HE Bočac	58,0	11,0	109,3	311,8	75,7	4,8	110,8	395,2
I2_sa_HE Bočac	95,0	21,0	108,6	517,2	122,3	13,8	109,9	646,6
I2_bez_HE Bočac	101,8	24,7	107,7	561,6	133,9	15,8	109,1	713,5
I3_sa_HE Bočac	74,9	17,2	109,3	405,9	104,1	12,8	110,4	548,5
I3_bez_HE Bočac	81,2	20,6	108,5	445,8	114,5	14,8	109,6	608,2

Pri analiziranom rješenju razdvajanjem opterećenja pomoću dva sistema sabirnica očuvan je rad sistema nakon ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II bez prekoračenja trajno dozvoljene struje provodnika od 80°C. Istovremeno, pri predloženom rješenju za rasterećenje u većini slučajeva ne bi došlo do prekoračenja dozvoljenih strujnih opterećenja i narušavanja naponskih prilika ni pri dodatnim ispadima nekog od vodova na posmatranom dijelu mreže 110 kV. Izuzetak je istovremeni ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška 2 ili DV 110 kV Gradiška 1 – Gradiška 2 i DV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II. U ovom slučaju bi se dalekovod dodatno opteretio sa oko 25 MVA, bez značajnijih mogućnosti daljeg rasterećenja.

Analize tokova snaga su izvršene za opterećenja transformatorskih stanica na području Banjaluke veća za 20% u odnosu na vršno opterećenje iz perioda 2020-2023. U ovim analizama uzeti su u obzir i planirani objekti na području grada Banja Luka. To znači da bi primjena DTR sistema uz odgovarajuće dispečerske mjere mogla garantovati pouzdan rad mreže i u narednom periodu.

6 PRORAČUN TEMPERATURE PROVODNIKA U KRITIČNIM REŽIMIMA

U prelaznom režimu, kada dođe do ispada ili isključenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II strujna opterećenja su visoka zbog čega je urađen dodatni proračun temperature provodnika. Proračun je urađen pod pretpostavkom stvarnih opterećenja transformatorskih stanica iz perioda od 2020. do 2023. godine i izmjerenih meteoroloških parametara u istom periodu. Pretpostavka je da se kvar mogao dogoditi u bilo kom 15-minutnom intervalu i izračunata je stacionarna temperatura za meteorološke parametre i procijenjeno strujno opterećenje voda u tom intervalu. Takođe, u analizi su uzeti u obzir različiti pravci položaja provodnika za svako zatezno polje i procijenjena je maksimalna temperatura provodnika pod pretpostavkom da su brzina i smijer vjetra jednaki na cijeloj trasi voda.

Proračun strujnog opterećenja dalekovoda dobijen je procjenom strujnog opterećenja dalekovoda na bazi opterećenja transformatorskih stanica na području od interesa u svakom 15-minutnom intervalu primjenom jednačina (1) i (2). Za potrebe proračuna iz maksimalnog ljetnjeg i maksimalnog zimskog režima određeni su koeficijenti učešća pojedinih transformatorskih stanica u opterećenju dalekovoda, pa je ukupno opterećenje dalekovoda izračunato kao:

$$P(j) = \sum_i^n k(j)_i \cdot P_i + P(j)_0, \quad (1)$$

gdje je $k(j)_i = \frac{\partial P}{\partial P_i}$, koeficijent učešća i – te transformatorske stanice, P_i – snaga opterećenja i -te transformatorske stanice, a $P(j)_0$ je određeno kao razlika između strujnog opterećenja dalekovoda u određenom režimu iz modela maksimalnog režima i zbira $\sum_i^n k(j)_i \cdot P_i$ za odgovarajući režim j iz Tabele VI. Radi jednostavnosti, a zbog uočenih minimalnih razlika za $P(j)_0$ uzeta je srednja vrijednost za odgovarajuće uklopno stanje za ljetnji maksimum sa i bez angažmana HE Bočac i zimski maksimum sa i bez angažmana HE Bočac. Indeks $j=1$ odgovara normalnom uklopnom stanju, indeks $j=2$ odgovara ispadi DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II i indeks $j=3$ odgovara razdvajanju sistema sabirnica u TS Banja Luka 1 nakon ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II. Za $Q(j)$ i $U(j)$ takođe uzete su srednje vrijednosti iz Tabele VI za odgovarajuće uklopno stanje.

Konačno, fazna struja provodnika je izračunata iz jednačine:

$$I(j) = \frac{\sqrt{P(j)^2 + Q(j)^2}}{\sqrt{3} \cdot U(j)}, \quad (2)$$

Karakteristične vrijednosti modelovanog strujnog opterećenja dalekovoda 110 kV Banja Luka 1- Banja Luka 6/I su prikazane u tabelama VIII i IX.

Tabela VIII: Maksimalne vrijednosti procijenjenog strujnog opterećenja dalekovoda (A)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	441,5	377,7	404,0	370,7
I1 (normalni pogon)	338,6	343,2	330,4	327,9
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	607,3	615,6	593,4	587,4
I3 (N-1)+rasterećenje	492,9	497,8	483,6	476,7

Tabela IX: srednje vrijednosti procijenjenog strujnog opterećenja dalekovoda (A)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	197,7	202,2	207,5	177,3
I1 (normalni pogon)	225,0	231,2	234,1	215,7
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	402,3	415,6	420,6	387,8
I3 (N-1)+rasterećenje	300,6	310,5	317,2	287,4

Na osnovu izračunatih strujnih opterećenja provodnika i parametara okoline, registrovanih na peteoroškoj stanici DTR sistema, primjenom metodologije^[5] iz jednačine (3) izračunata je temperatura površine provodnika T_s za svako zatezno polje.

$$P_g + P_s = P_{konv} + P_{rad} \quad (3)$$

Gdje je:

P_g – snaga Džulovih gubitaka u provodnicima koja zavisi od temperature provodnika,

P_s – snaga apsorbovane toplotne Sunčevog zračenja koja zavisi od intenziteta zračenja i koeficijenta apsorpcije površine provodnika

P_{konv} – snaga toplotnih gubitaka odvedenih konvekcijom, u složenoj zavisnosti od brzine i pravca vjetra, temperature okoline i prečnika provodnika

P_{rad} – snaga toplotnih gubitaka odvedenih zračenjem, proporcionalna četvrtom stepenu temperature provodnika i proporcionalna koeficijentu emisije provodnika

$$T_c - T_s = \frac{P_g + P_s}{2\pi\lambda} \cdot \left[\frac{1}{2} - \frac{d^2}{D^2 - d^2} \cdot \ln\left(\frac{D}{d}\right) \right] \quad (4)$$

Gdje je:

T_s – temperatura površine provodnika,

T_c – temperastura najtoplijeg mjesta

λ – efektivna radijalna toplotna provodnost provodnika, uzeto je da iznosi 2 W/mK

d – prečnik jezgre provodnika

D – vanjski prečnik provodnika

Od interesa za dalje posmatranje je najveća procijenjena temperatura za cijeli dalekovod, Metodologija omogućava određivanje temperature površine i temperature u unutrašnjosti provodnika. Od interesa je maksimalna temperatura u unutrašnjosti provodnika koja se doduše, ne razlikuje mnogo od izračunate temperature na površini provodnika. Sumarni rezultati proračuna temeprature provodnika prikazani su u Tabelama X i XI.

Tabela X: maksimalne vrijednosti temperature provodnika (°C)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	51,1	51,8	48,6	48,6
I1 (normalni pogon)	51,5	58,1	57,2	58,1
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	95,5	104,9	103,8	107,3
I3 (N-1)+rasterećenje	64,6	73,9	73,5	78,9

Tabela XI: srednje vrijednosti temperature provodnika (°C)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	19,6	19,3	20,2	19,2
I1 (normalni pogon)	22,2	22,6	23,7	22,5
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	45,6	47,4	49,5	43,3
I3 (N-1)+rasterećenje	30,2	30,9	32,8	29,4

U tabeli XII prikazano je kumulativno vrijeme u toku godine u kojem bi došlo do prekoračenja određenih graničnih temperatura u slučaju ispada DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II.

Tabela XII: broj sati sa potencijalnim prekoračenjima graničnih temperatura

Godina	2020	2021	2022	2023
Tc>+80°C pri ispadu DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II	53,3	201,5	220,3	63,0
Tc>+60°C pri ispadu DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II i rasterećenju razdvajanjem opterećenja u TS B. Luka 1	13,8	116,0	99,0	41,0

7 ANALIZA DOBIJENIH REZULTATA I ZAKLJUČCI

Ugrađeni DTR sistem je dosta pouzdan i u prethodnom periodu omogućio je upravljanje opterećenjem dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I tako da je temperatura provodnika održana ispod temperature od 60°C. Analize opisane u Poglavlju 6 pokazuju da bi temperaturu provodnika pri kritičnom ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II u bilo kom trenutku mjerama rasterećenja bilo moguće dovesti u granice dozvoljene temperature koja za ovaj tip provodnika koja iznosi 80°C. Analizom tokova snaga opisanom u Poglavlju 5 pri narušenom kriterijumu n-2 identifikovan je jedan slučaj u kojem su smanjene mogućnosti rasterećenja dalekovoda.

Na osnovu provedenih analiza, može se zaključiti da bi kriterijum održavanja temperature provodnika u dozvoljenim granicama pri ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II bio biti ispunjeni i u narednom periodu tako da stav autora da rekonstrukcija predmetnog dalekovoda nije neophodna. Pouzdanost se može dodatno povećati ulaganjima koja ne prelaze 20% troškova rekonstrukcije dalekovoda. S obzirom na visoko očekivano strujno opterećenje i značaj za sigurnost napajanja šireg područja Banjaluke, oba voda DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I i /II zahtijevaju pojačane mjere održavanja, termografske preglede, češću sječu rastinja i otklanjanje uočenih oštećenja provodnika u najkraćem mogućem roku.

Potrebno je razmotriti i sezonska podešenja prekostrujne zaštite, na način da se u zimskom periodu (npr. od 01.12. do 28.02.) prekostrujna zaštita podesi na 640A, a da se tokom ostatka godine zadrži dosadašnje podešenje prekostrujne zaštite. Vrijeme djelovanja prekostrujne zaštite je neophodno uskladiti sa vremenom potrebnim za provođenje akcija za rasterećenje dalekovoda.

8 LITERATURA

- [1] Alen Pavlinić, Metode monitoringa temperature vodiča nadzemnih vodova, CIGRE Crna Gora. 2009
- [2] ENTSOE, Dynamic Line Rating for overhead lines – V6, 2015
- [3] EIHP, Feasibility study, including social and environmental assessment study, for strengthening of main Croatian transmission north-south axis enabling new interconnection development, 2019
- [4] Ivan A. Škokljev, Planiranje elektroenergetskih sistema, Taurus Publik Beograd, 2000, str. 230-236, 252-265
- [5] CIGRÉ WG 22,12, Thermal Behaviour of overhead conductors, 2002
- [6] IEEE Std. 738-2012, "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors", Dec. 2013