

Индивидуальный предприниматель
ПАВЛЕНКО ОЛЬГА АЛЕКСЕЕВНА

Саморегулируемая организация
Ассоциация проектировщиков «Проектирование дорог и инфраструктуры»
№11 от 05 июня 2019г.

Заказчик: АО "НЭСК-электросети"

**Объект: "Строительство трансформаторной
подстанции, строительство ЛЭП-10кВ в
соответствии с договорами на ТП № 1-55-21-0564
г. Новороссийск"**

Проектная документация

**РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И
УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ**

2021-0564-ЭК.РЗА

2021г.

Индивидуальный предприниматель
ПАВЛЕНКО ОЛЬГА АЛЕКСЕЕВНА

Саморегулируемая организация
Ассоциация проектировщиков «Проектирование дорог и инфраструктуры»
№11 от 05 июня 2019г.

Заказчик: АО "НЭСК-электросети"

**Объект: "Строительство трансформаторной подстанции,
строительство ЛЭП-10кВ в соответствии с договорами
на ТП № 1-55-21-0564 г. Новороссийск"**

Проектная документация
РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И
УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

2021-0564-ЭК.РЗА

Индивидуальный предприниматель

О.А. Павленко

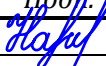

Главный инженер проекта

И.А. Пудовкина



2021г.

Обозначение	Наименование	Примечание
	Текстовая часть:	
	Титульный лист	
2021-0564-ЭК.СТ.РЗА	Содержание тома	
2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА	Пояснительная записка	
	Приложения:	
	Графическая часть:	
2021-0564-ЭК.РЗА	Комплект схем примененных для выполнения необходимых расчетов в данном томе	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
							2021-0564-ЭК.СТ.Р 3А		
	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			
	Разраб.		Нарижный			09.21	Содержание тома		
ГИП		Пудовкина			09.21	ИП Павленко			

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие сведения	6
1.1 Основание для проектирования	6
1.2 Состав и объем проектирования	6
2. Исходные данные	7
3. Определение токов КЗ	8
3.1 Расчет токов КЗ по присоединению РИП-52 ПС 110/10 кВ "РИП".	9
4. Расчет релейной защиты	11
5. Нормативные ссылки	14

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
			2021-0564-ЭК.ПЗ.Р ЗА					
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
			Разраб.	Нарижный			<i>Наки</i>	09.21
			Содержание пояснительной записки					
			ГИП	Пудовкина			<i>Пуд</i>	09.21
			ИП Павленко					
			Стадия	Лист	Листов			
			П	4	14			

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1

Основание для проектирования

Рабочая документация по данному объекту разработана на основании Технического задания на проектирование "Строительство трансформаторной подстанции, строительство ЛЭП-10 кВ в соответствии с договорами на ТП № 1-55-21-0564г. Новороссийск".

1.2 Состав и объем проектирования

Настоящий проект выполнен в соответствии с требованиями Задания на проектирование.

Утвержденное техническое задание на проектирование приведено в приложении А.

В объем проектирования настоящего проекта входит:

- расчет токов короткого замыкания (КЗ);
- расчет уставок релейной защиты (РЗ) .

Состав разделов проектной документации и их содержание соответствует требованиям постановления Правительства РФ №87 от 16.02.2008 г.

«О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», в редакции постановления правительства РФ № 1044 от 21.12.2009 г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			Лист
						2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА		5

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ		
1. Токи КЗ на ПС 110/10 кВ "РИП" (10 кВ)		
-	Максимальный режим - $I^{(3)}_{\max} = 11,570 \text{ кА}$	
-	Минимальный режим - $I^{(3)}_{\min} = 7,207 \text{ кА}$	
2. Данные по защитам прис. 52 ПС ПС 110/10 кВ "РИП"		
-	Реле	РТ-40
-	Уставка МТЗ	800А / 1с
-	Уставка ТО	1500А / 0,4с
-	Трансформатор тока	ТОЛ-10 400/5

Инв. № подл.						2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА					Лист	
Инв. № инв.		Подп. и дата										
											6	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

3. Расчет токов коротких замыканий

Расчёт производился согласно РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». Расчет необходимых параметров рассматриваемой сети приведен ниже.

Сопротивление питающей системы определим по формулам:

$$X_{с\ max} = U_n / (\sqrt{3} * I^{(3)}_{\max}) = 10,5 / ((\sqrt{3} * 11,570) = 0,524\ \text{Ом},$$

$$X_{с\ min} = U_n / (\sqrt{3} * I^{(3)}_{\min}) = 10,5 / ((\sqrt{3} * 7,207) = 0,841\ \text{Ом}.$$

Активное сопротивление проводов линии определяется по формуле:

$$R = r_{уд} * L,$$

где:

L - длина линии, км,

$r_{уд}$ - удельное активное сопротивление линии, Ом/км.

Индуктивное сопротивление проводов линии определяется по формуле:

$$X = X_{уд} * L,$$

где:

L - длина линии, км,

$x_{уд}$ - удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км,

Сопротивление трансформатора мощностью 630 кВА

$$Z_{тр} = \sqrt{(R_{тр}^2 + X_{тр}^2)} = 8,73\ \text{Ом}$$

Ток короткого замыкания (КЗ) определяется по формуле:

$$I^{(3)} = U_n / (\sqrt{3} * \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2})$$

где:

$\sum R$ - сумма активных сопротивлений линий рассматриваемого участка, Ом

$\sum X$ - сумма индуктивных сопротивлений линий рассматриваемого участка, Ом

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА		Лист
									7
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

3.1 Расчет токов КЗ по присоединению РИП-52 ПС 110/10 кВ "РИП".

Для расчета токов короткого замыкания в определенных точках необходимо рассчитать сопротивления участков сети до этих точек и сопротивление системы в максимальном и минимальном режиме.

Таблица 1. Сопротивления участков сети прис. РИП-52.

№ Уч.	Наименование элемента	Тип	Сечение, мм ²	Длина, км	Удельные характеристики, Ом/км		Сопротивление, Ом	
					R	X	R	X
1	РИП-52 - КРУН-4	АСБл	240	0,209	0,129	0,071	0,027	0,015
2	КРУН-4 - ТП-644	АСБл	240	2,008	0,129	0,071	0,259	0,143
3	ТП-644 - ТП-644А	АСБл	240	0,45	0,129	0,071	0,058	0,032
4	ТП-644А - КРУН-23	АСБл	240	0,8	0,129	0,071	0,103	0,057
5	КРУН-23 - 2БКТП	АСБл	240	0,4	0,129	0,071	0,052	0,028
6	2БКТП - РП-51	АСБл	240	0,2	0,129	0,071	0,026	0,014
7	2БКТП - РП-51	АСБл	240	0,2	0,129	0,071	0,026	0,014
8	РП-51 - КРУН-37	АСБл	240	0,2	0,129	0,071	0,026	0,014
9	КРУН-37 - ТП-839	АСБл	240	0,35	0,129	0,071	0,045	0,025
10	КРУН-37 - ТП-839	АСБл	240	0,2	0,129	0,071	0,026	0,014
11	ТП-839 - ТП-840	АСБл	240	0,4	0,129	0,071	0,052	0,028
12	2БКТП - КТП-9	АСБл	240	0,23	0,129	0,071	0,029	0,016
13	КТП-9-КТП-1	АСБл	240	0,17	0,129	0,071	0,022	0,012
14	КТП-1 - КТП-5	АСБл	240	0,76	0,129	0,071	0,098	0,054
15	КТП-5 - КТП-2	АСБл	240	0,48	0,129	0,071	0,062	0,034
16	КТП-2 - КТП-3	АСБл	240	0,52	0,129	0,071	0,067	0,037
17	КТП-5 - КТП-4	АСБл	240	1,35	0,129	0,071	0,174	0,095
18	КТП-4 – КТП-7	АСБл	240	0,77	0,129	0,071	0,099	0,054
19	2БКТП – КТП-7	АСБл	240	1,1	0,129	0,071	0,142	0,078
20	РП-51 - КРУН-38	АСБл	240	0,34	0,129	0,071	0,044	0,024
21	КРУН-38 - ТП-823П	АСБл	240	0,62	0,129	0,071	0,080	0,044

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021-0564-ЭК.ПЗ.Р 3А	Лист
							8

Для расчета тока короткого замыкания в точке К1 понадобятся:
сопротивления участков № 1, 2 и сопротивление системы в максимальном и минимальном режиме сети 10 кВ.

Согласно формуле приведенной ранее получим следующие выражения:

$$I^{(3)} = 10,5 / (\sqrt{3} * \sqrt{(0,286)^2 + (0,157 + 0,524)^2}) = 8,21 \text{ кА}$$

$$I^{(3)\max}_{\min} = 10,5 / (\sqrt{3} * \sqrt{(0,286)^2 + (0,157 + 0,841)^2}) = 5,836 \text{ кА}$$

Сведем результаты расчетов в Таблицу 2.

Таблица 2. Значения токов КЗ на прис. РИП-52 ПС 110/10 кВ "РИП".

Точка КЗ	Место КЗ	Uб	Uвн			Uнн		
			max 3ф.	min 3ф.	min 2ф.	max 3ф.	min 3ф.	min 2ф.
К1	На шинах 10/0,4 кВ ТП-644	10,5	8,210	5,836	5,054	0,588	0,570	0,494
К2	На шинах 10/0,4 кВ 2БКТП	10,5	6,270	4,866	4,214	0,580	0,563	0,488
К3	На шинах 10/0,4 кВ КТП-1	10,5	5,988	4,708	4,077	0,579	0,562	0,486
К4	На шинах 10 кВ КТП-3	10,5	4,854	4,022	3,483	-	-	-
К5	На шинах 10 кВ РП-51	10,5	5,949	4,686	4,058	-	-	-
К6	На шинах 10/0,4 кВ ТП-823П	10,5	5,412	4,370	3,785	0,575	0,558	0,484
К7	На шинах 10 кВ ТП-840	10,5	5,291	4,297	3,721	-	-	-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									9
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА

4. Определяем уставки срабатывания РЗА яч. 10кВ РИП-52 ПС 110/10 кВ «РИП»:

Исходные данные для расчета:

Существующие уставки РЗА яч. 10кВ РИП-52 ПС 110/10 кВ «РИП»:

$K_{\text{ТТ}}=400/5$

ТО: 1500А/0,4с;

МТЗ: 800А/1,0с;

Реле: РТ-40

Существующие уставки РЗА яч. 10кВ вводные на 2БРТП:

$K_{\text{ТТ}}=400/5$

ТО: 1300А/0,2с;

МТЗ: 720А/0,5с;

Реле: Агат-200

Существующие уставки РЗА яч. 10кВ Т1, Т2 в 2БРТП:

$K_{\text{ТТ}}=75/5$

ТО: 900А/0с;

МТЗ: 180А/0,3с;

Реле: Агат-200

Проектируемые уставки РЗА яч. 10кВ отходящие в сторону ТП-5:

$K_{\text{ТТ}}=400/5$

ТО: проектируемые

МТЗ: проектируемые

Реле: Агат-200

4.1. Проверяем актуальность существующих уставок РЗА яч. 10кВ питающего центра РИП-52 в связи добавлением мощности 15 кВт (подключение ТП-630кВА):

4.1.1. Токовая отсечка:

Ток срабатывания по отстройке от максимального тока короткого замыкания на стороне 10кВ (2БРТП 630кВА):

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{макс.КЗ}}^3$$

где $K_{\text{н}}$ -коэффициент надежности, принимаем равным 1,1 (для РТ-40);

$I_{\text{макс.КЗ2}}^3$ - ток КЗ в точке К1' (на шинах 10кВ 2БРТП 630кВА);

$$I_{\text{сз}} \geq 1,1 \cdot 6270 = 6897 \text{ А}$$

Для селективного срабатывания токовой отсечки вводится время срабатывания

$t_{\text{сз}}=0,4\text{с.}$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА		Лист
									10
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

Принимаем уставку ТО без изменения: $I_{сз} = 1504 \text{ А}$, $t_{сз} = 0,4 \text{ с}$.

4.1.2 Максимальная токовая защита:

Определяем ток срабатывания:

$$I_{сз} \geq \frac{K_H \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс}}$$

где K_H -коэффициент надежности, принимаем равным 1,5 (для РТ-40);

$K_{сзп}$ - коэффициент самозапуска, принимаем равным 1,3;

K_B - коэффициент возврата, принимаем равным 0,85;

$I_{\text{раб.макс}}$ - максимальный рабочий ток, для яч. РИП-52 определяем по максимальной разрешенной мощности.

$P_{\text{сущ.разреш.РИП-52}} = 706 \text{ кВт}$ – существующая максимальная разрешенная мощность присоединение 10кВ РИП-52;

$P_{\text{доб.РИП-52}} = 15 \text{ кВт}$ – добавленная мощность (проектируемая ТП-630кВА);

$P_{\text{макс.разреш.РИП-52}} = 721 \text{ кВт}$ – максимальная разрешенная мощность присоединения 10кВ РИП-52 в нормальном режиме с учетом добавленной мощности;

В ремонтном режиме присоединение 10кВ ГК-52 резервирует присоединение 101кВ РИП-4.

$P_{\text{разреш.РИП-4}} = 3463 \text{ кВт}$ – максимальная разрешенная мощность присоединение 10кВ РИП-4 в нормальном режиме;

$P_{\text{разреш.}\Sigma} = 4184 \text{ кВт}$ – суммарная максимальная разрешенная мощность присоединений 6кВ ГК-4 и ГК-5 с учетом добавленной мощности.

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{P_{\text{разреш.}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi}, \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{4184}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,93} = 247 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сз} \geq \frac{1,5 \cdot 1,3}{0,85} \cdot 247 = 566 \text{ А.}$$

Принимаем уставку МТЗ без изменения: $I_{сз} = 800 \text{ А}$, $t_{сз} = 1,0 \text{ с}$

ИНВ. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021-0564-ЭК.ПЗ.Р ЗА	Лист
							11

4.1.3. Определяем коэффициент чувствительности, при двухфазном коротком замыкании в точке КЗ (основная зона чувствительности МТЗ):

$$k_{\text{чув.}} = \frac{I_{\text{мин.кз.}}^2}{I_{\text{уст.}}} = \frac{4214}{800} = 5,2 \geq 1,5, \text{ что соответствует ПУЭ п.3.2.25.}$$

4.1.4 Проверка существующих трансформаторов тока яч. 10 кВ РИП-52 ($k_{\text{т}}=400/5$) по условию максимальной нагрузки:

$$I_{\text{раб. макс.}} \leq I_{\text{ном.тт}}$$

$$I_{\text{раб. макс.}} = I_{\text{н сущ.}} + I_{\text{н доб.}} = 247 \text{ А}$$

$$247 \leq 400 \text{ (условие выполняется).}$$

Замена трансформаторов тока с коэффициентом 400/5 на больший коэффициент не требуется.

4.2. Проверяем актуальность существующих уставок РЗА вводных яч. 10кВ 2БРТП:

4.2.1. Токовая отсечка:

Выбор тока срабатывания по отстройке от ТО яч.10кВ РИП-52:

$$I_{\text{сз}} \leq \frac{I_{\text{то}}}{K_{\text{отс}}}$$

где $K_{\text{отс}}$ -коэффициент отстройки, принимаем равным 1,1;

$I_{\text{то}}$ - ток срабатывания ТО яч.10кВ РИП-52;

$$I_{\text{сз}} \leq \frac{1504}{1,1} = 1367 \text{ А}$$

Для селективного срабатывания токовой отсечки вводится время срабатывания $t_{\text{сз}}=0,2\text{с.}$

Принимаем уставку ТО без изменения: $I_{\text{сз}} = 1300 \text{ А}, t_{\text{сз}} = 0,2\text{с.}$

4.2.2. Максимальная токовая защита:

Определяем ток срабатывания:

$$I_{\text{сз}} \leq \frac{I_{\text{МТЗ}}}{K_{\text{отс}}}$$

Где $K_{\text{отс}}$ -коэффициент отстройки, принимаем равным 1,2 (для РС80м);

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{800}{1,1} = 727 \text{ А.}$$

Принимаем уставку МТЗ без изменения: $I_{\text{сз}} = 720 \text{ А}, t_{\text{сз}} = 0,5\text{с}$

ИНВ. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
							2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА	
							12	
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

4.3. Проверяем актуальность существующих уставок РЗА яч. 10кВ 2БРТП в сторону проектируемой КТП-7 (630кВА):

4.3.1. Токовая отсечка:

Ток срабатывания по отстройке от максимального тока короткого замыкания на стороне 0,4кВ (КТП-1 630кВА):

$$I_{сз} \geq K_n \cdot I_{\text{макс.КЗ2}}^3$$

где K_n - коэффициент надежности, принимаем равным 1,5 (для РТ-40);
 $I_{\text{макс.КЗ2}}$ - ток КЗ в точке КЗ (на шинах 10кВ КТП-1 630кВА);

$$I_{сз} \geq 1,5 \cdot 579 = 869 \text{ А}$$

Принимаем уставку ТО без изменения: $I_{сз} = 900 \text{ А}$, $t_{сз} = 0 \text{ с}$.

4.3.2. Максимальная токовая защита:

Определяем ток срабатывания:

$$I_{сз} \leq I_{\text{МТЗ}} / K_{\text{отс}}$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,2 (для РС80м);

$$I_{сз} \geq 720 / 1,2 = 600 \text{ А}.$$

$P_{\text{устан.}\Sigma} = 2520 \text{ кВт}$ — суммарная максимальная установленная мощность присоединения.

$$I_{\text{раб. макс.}} = P_{\text{разреш.}\Sigma} / \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi, \text{ А}$$

$$I_{\text{раб. макс.}} = 2520 / \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,93 = 150 \text{ А}$$

Ток срабатывания МТЗ:

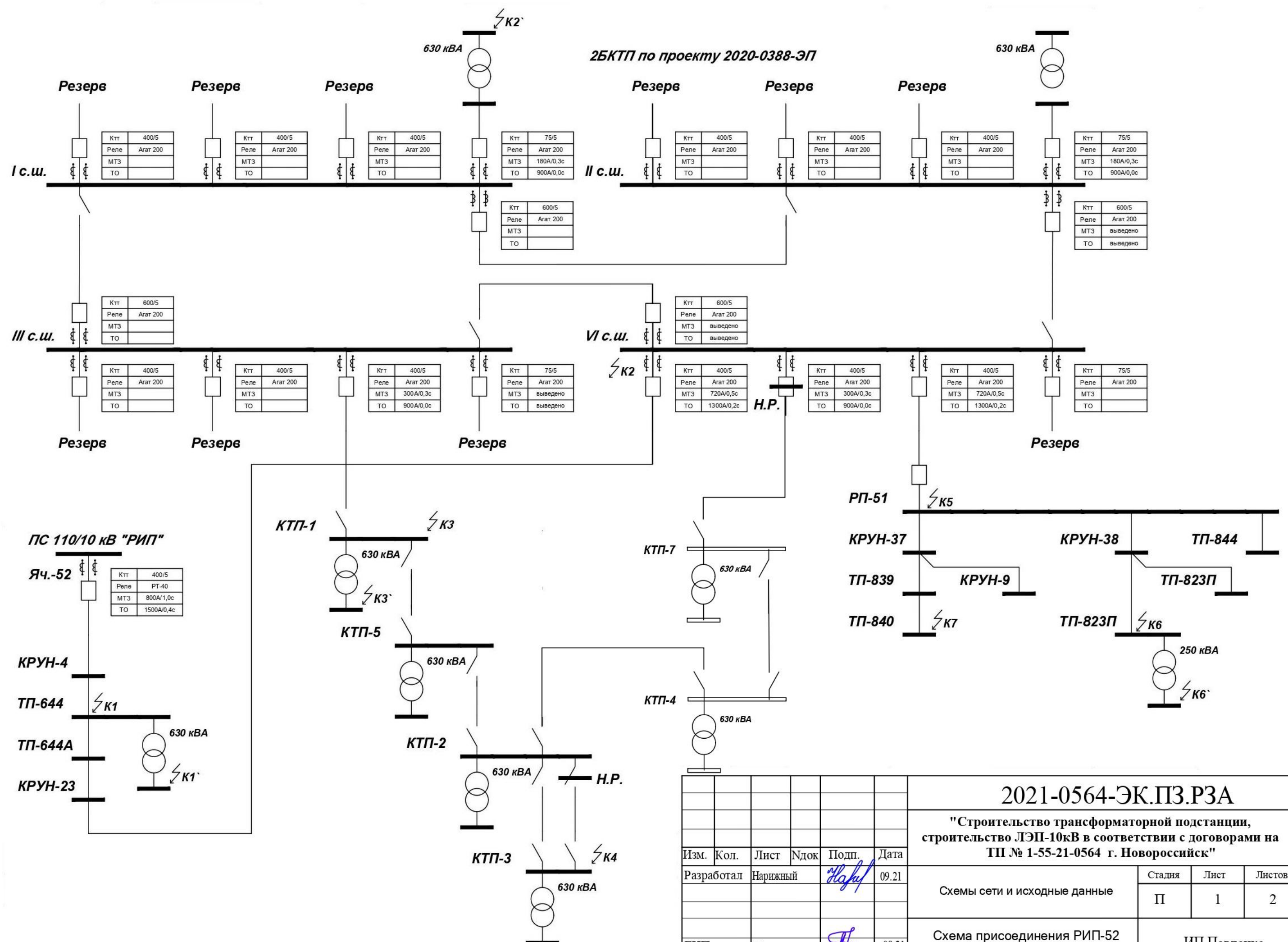
$$I_{сз} \geq 1,2 \cdot 1,2 / 0,95 \cdot 150 = 227 \text{ А}.$$

Принимаем уставку МТЗ: $I_{сз} = 300 \text{ А}$, $t_{сз} = 0,3 \text{ с}$

4.1.3. Определяем коэффициент чувствительности, при двухфазном коротком замыкании в точке К4 (основная зона чувствительности МТЗ):

$$k_{\text{чув.}} = I_{\text{мин.кз.}}^2 / I_{\text{уст.}}^2 = 3489 / 300 = 11,6 \geq 1,5, \text{ что соответствует ПУЭ п.3.2.25.}$$

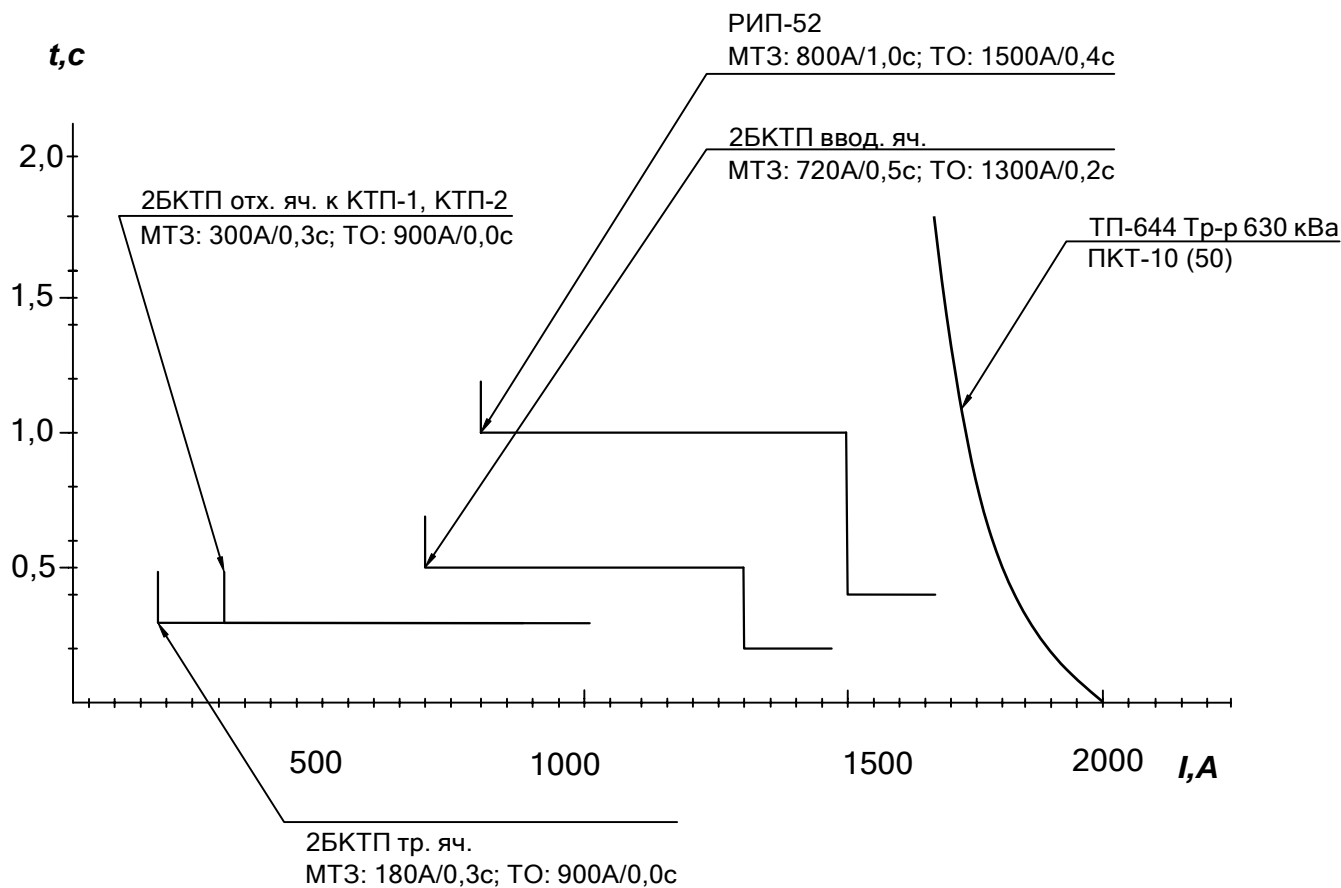
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$I_{c3} \geq 1,2 \cdot 1,2/0,95 \cdot 150 = 227\text{A.}$					
			Принимаем уставку МТЗ: $I_{c3} = 300\text{ A}, t_{c3} = 0,3\text{ с}$					
			4.1.3. Определяем коэффициент чувствительности, при двухфазном коротком замыкании в точке К4 (основная зона чувствительности МТЗ):					
$k_{\text{чув.}} = I^2_{\text{мин.кз.}} / I_{\text{уст.}} = 3489 / 300 = 11,6 \geq 1,5$, что соответствует ПУЭ п.3.2.25.								
						2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА		Лист
								13
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			



Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. подл.	

2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА					
"Строительство трансформаторной подстанции, строительство ЛЭП-10кВ в соответствии с договорами на ТП № 1-55-21-0564 г. Новороссийск"					
Изм.	Кол.	Лист	Ндок	Подп.	Дата
Разработал	Нарижный			Нарижный	09.21
Схемы сети и исходные данные					
Схема присоединения РИП-52 ПС 110/10 кВ "РИП"					
ГИП	Пудовкина			Пудовкина	09.21
ИИ Павленко					

Согласовано



Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021-1564-ЭК.ПЗ.РЗА

Строительство трансформаторной подстанции, строительство ЛЭП-10 кВ в соответствии с договорами на ТП № 1-55-21-0564 г. Новороссийск

Изм.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб	Кол. уч	Наружный		09.21

Схемы сети и исходные данные

Стадия	Лист	Листов
П	2	2

Карта селективности РИП-52
ПС 110/10 кВ "РИП"

ИП Павленко

5. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

При разработке проектной и рабочей документации использованы следующие

нормативные документы:

1) Постановление Правительства РФ №87 от 16 февраля 2008 г. (в ред. Постановления Правительства РФ от 06.07.2019 №864) О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию.

2) Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7 издание. 2019 г.

3) РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей (с изменениями и дополнениями от 29.06.1999 N213).

4) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утв. приказом Минэнерго РФ от 13.01.2003 №6).

5) ГОСТ Р 21.1101-2013 Основные требования к проектной и рабочей документации.

6) Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (приказ №328Н от 24.07.2013).

7) ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

8) РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

Инв. № подл.	Подп. и дата							
Изм.	Кол. л.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021-0564-ЭК.ПЗ.РЗА		Лист
								14

