

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем электроснабжения

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии при реконструкции ПС 35/6 кВ «Троицкая»

Обучающийся

А.А. Гребенников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

д.т.н., профессор, В.В. Вахнина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ реконструируемого объекта исследования.....	5
1.1 Общие сведения о подстанции 35/6 кВ «Троицкая»	5
1.2 Сведения по реконструкции подстанции	8
1.3 Собственные нужды подстанции	23
1.4 Анализ строительных решений при проведении реконструкции подстанции 35/6 кВ «Троицкая».....	24
1.5 Организация строительных работ при проведении реконструкции подстанции.....	27
1.6 Система управления подстанции	32
1.7 Мероприятия по соблюдению требований охраны труда при реконструкции ПС.....	35
2 Основные технические решения применяемые на подстанциях	38
2.1 Требования к учету электроэнергии	38
2.2 Способ проведения учета и его средства.....	39
2.3 Организация учета электрической энергии.....	43
2.4 Автоматизация системы учета на подстанции.....	44
2.5 Интеллектуальный учет электрической энергии	47
2.6 Структура АИИС КУЭ	49
2.7 Этапы внедрения АИИС КУЭ	54
2.8 Требования к безопасности и надежности	55
3 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии подстанции.....	58
Заключение	74
Список используемых источников.....	76

Введение

На современном этапе развития экономики предъявляются жесткие требования к проектированию и организации коммерческого учета электроэнергии. Значительная часть промышленных потребителей и энергообъектов, как правило, используют различные системы коммерческого учета энергоносителей.

Что касается реконструируемого объекта исследования, то устанавливаемая автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) необходима для контроля распределения и потребления электрической энергии и мощности, которая протекает через присоединения ПС 35/6 кВ «Троицкая». Данная информация позволяет определить электроэнергетические параметры на всех уровнях управления, для дальнейшего анализа и расчета электрической энергии и мощности на оптовом и розничных рынках.

Целью ВКР является повышение точности и надежности проведения коммерческого учета электрической энергии путем разработки АИИС КУЭ с использованием актуальных норм и требований при проведении работ по реконструкции ПС 35/6 кВ «Троицкая».

Реконструкция ПС 35/6 кВ «Троицкая» проводится с целью электроснабжения действующих потребителей и питания подключаемого проектируемого завода по производству безалкогольных напитков (ООО «Малаховка»).

Разработка проекта АИИС КУЭ необходима для:

- повышения уровня точности коммерческого учета;
- определения участков потерь электрической энергии;
- анализа фактических и технологических потерь электрической энергии оборудования ПС и высоковольтных линий (ВЛ);
- поддержания синхронности измерений, плановых балансов электрической энергии;

– оперативной передачи данных и снятых показаний.

Для внедрения АИИС КУЭ на ПС 35/6 кВ «Троицкая» необходимо решить ряд задач:

- провести анализ реконструируемого объекта исследования (действующей электрической схемы, установленного силового оборудования и систем автоматизации, подключенных потребителей, этапов реконструкции и организации строительных работ, собственных нужд);
- исследовать существующие решения, используемые на ПС и энергетических объектах, а также вопросы внедрения АИИС КУЭ;
- определить состав АИИС КУЭ, метрологическое обеспечение, рассчитать показатели надежности.

В качестве теоретической и методологической основы исследования будут использованы фундаментальные и прикладные исследования ученых, нормативно-техническая документация. В процессе исследования будет использован метод системного подхода (теоретический) и экспериментальный метод (практический).

1 Анализ реконструируемого объекта исследования

1.1 Общие сведения о подстанции 35/6 кВ «Троицкая»

ПС 35/6 кВ «Троицкая», подлежащая реконструкции, расположена в Самарской обл., Сызранском районе, в с. Троицкое, 307 км автодороги Ульяновск – Сызрань (рисунок 1).

Климатические и геофизические условия на площадке ПС:

- ветровой район по давлению – III;
- абсолютная минимальная температура воздуха -46°C (1940, 1942 г.);
- самой холодной пятидневки -30°C ;
- абсолютная максимальная температура воздуха $+40^{\circ}\text{C}$;
- средняя максимальная температура наиболее теплого месяца $+24,9^{\circ}\text{C}$;
- район по гололеду – III;
- толщина стенки гололеда 1 раз в 25 лет – 20 мм;
- район по весу снегового покрова – IV;
- район по количеству грозových часов в году – до 60 часов;
- степень загрязнения атмосферы – II.

В геоморфологическом отношении площадка ПС 35/6 кВ расположена на правом берегу реки Тишерек. Рельеф поверхности ее относительно ровный, с небольшим уклоном на северо-восток. Абсолютные отметки поверхности составляют 132.10-132.90м.

Объект представляет собой открытую подстанцию, на территории которой расположены ОРУ-35 кВ, силовой трансформатор, КРУН-6 кВ и модуль ОПУ.

Принципиальная схема ПС 35/6 кВ «Троицкая» представлена на рисунке 2.

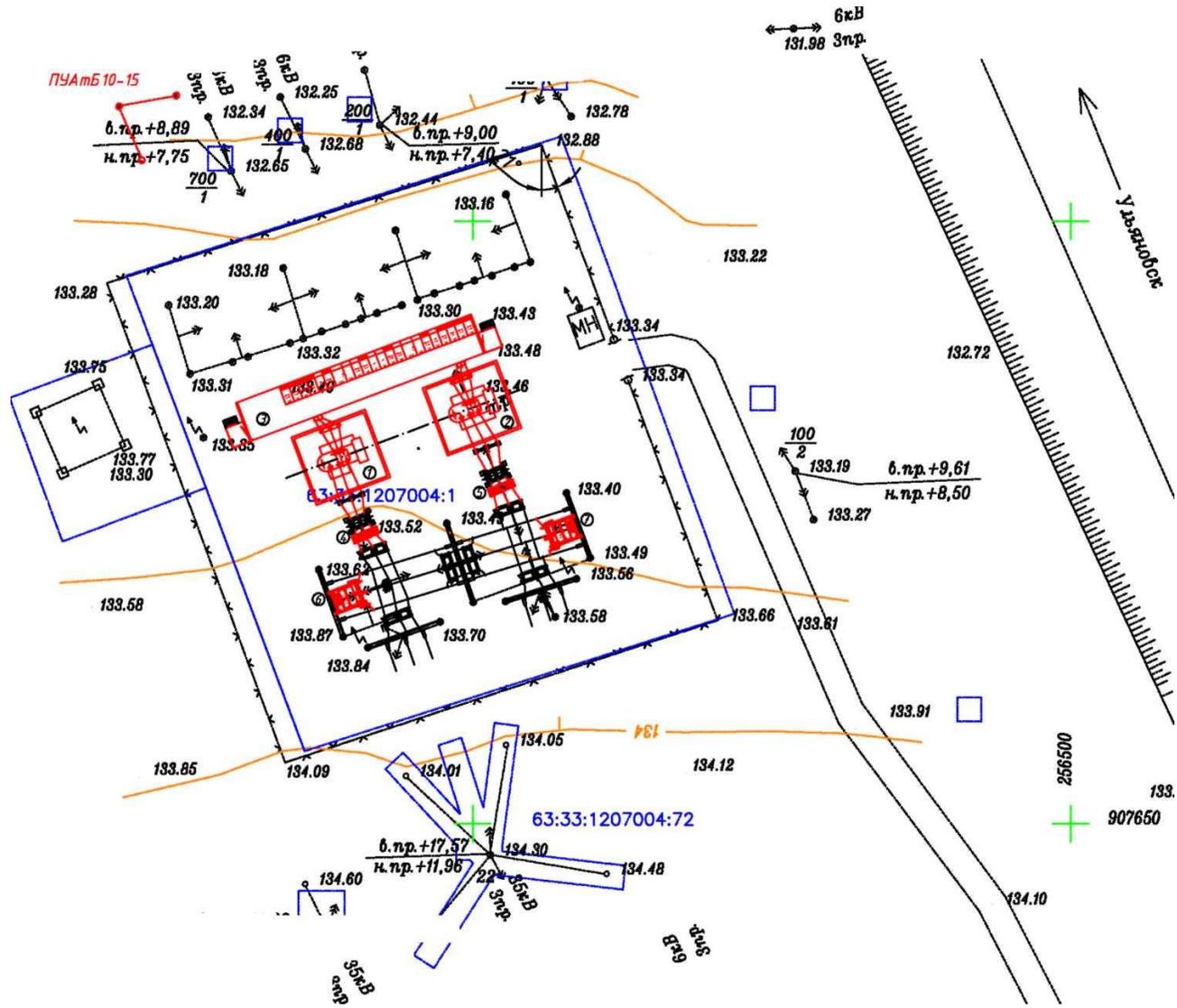


Рисунок 1 – Схема размещения ПС 35/6 кВ «Троицкая»

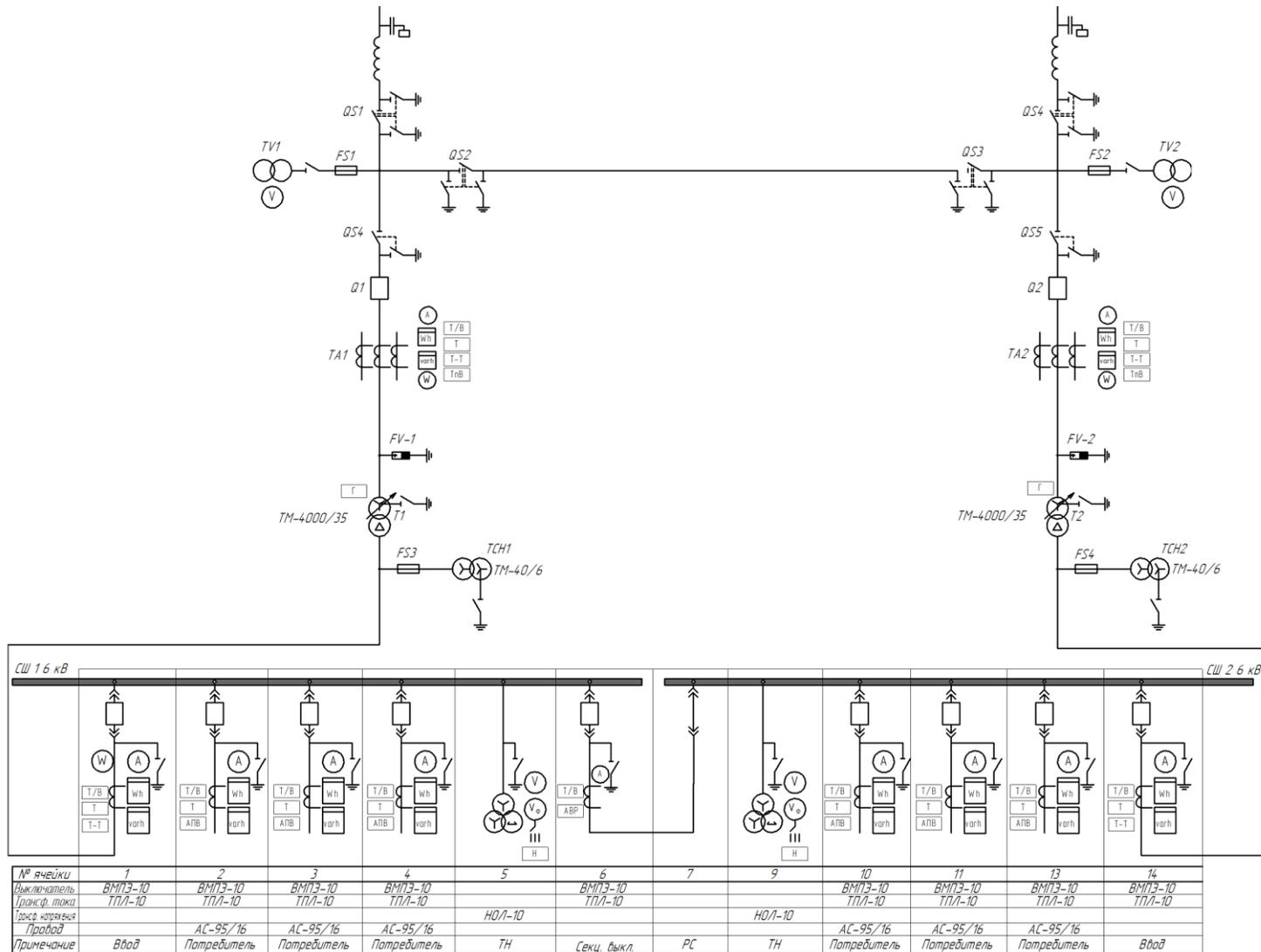


Рисунок 2 – Схема принципиальная ПС 35/6 кВ «Троицкая» до реконструкции

Мощность силового трансформатора 4МВА. ОРУ-35кВ выполнено по нетиповой схеме «Два блока с выключателями и не автоматической перемычкой со стороны линий». РУ 6 кВ выполнено по типовой схеме «Одна секционированная выключателем система шин».

Что касается вводов, то для ОРУ – 35 кВ и РУ 6 кВ используются воздушные вводы. Обслуживание производится электромонтером по обслуживанию ПС (без постоянного оперативного обслуживания).

Для обслуживания оборудования 35 кВ на ПС используется существующая подъездная автодорога шириной 4 м.

1.2 Сведения по реконструкции подстанции

Изначально до реконструкции, имеются данные о потребителях, которые представлены в таблице 1. До реконструкции питание осуществлялось для потребителей 1-4, подключение потребителя 5 запланировано после проведения реконструкции.

Таблица 1 – Сведения о потребителях ПС

Параметры	Потребитель 1	Потребитель 2	Потребитель 3	Потребитель 4	Потребитель 5
P_{max} , МВт	1	0,8	1	1,5	4
$\cos \varphi$	0,88	0,85	0,87	0,9	0,79
Примечание	Действующие потребители				Подключаемый потребитель

В соответствии с представленными данными, также имеются графики суточной нагрузки потребителей до проведения реконструкции, а также их суммарный, пересчитанные на полную мощность нагрузки (рисунок 3).

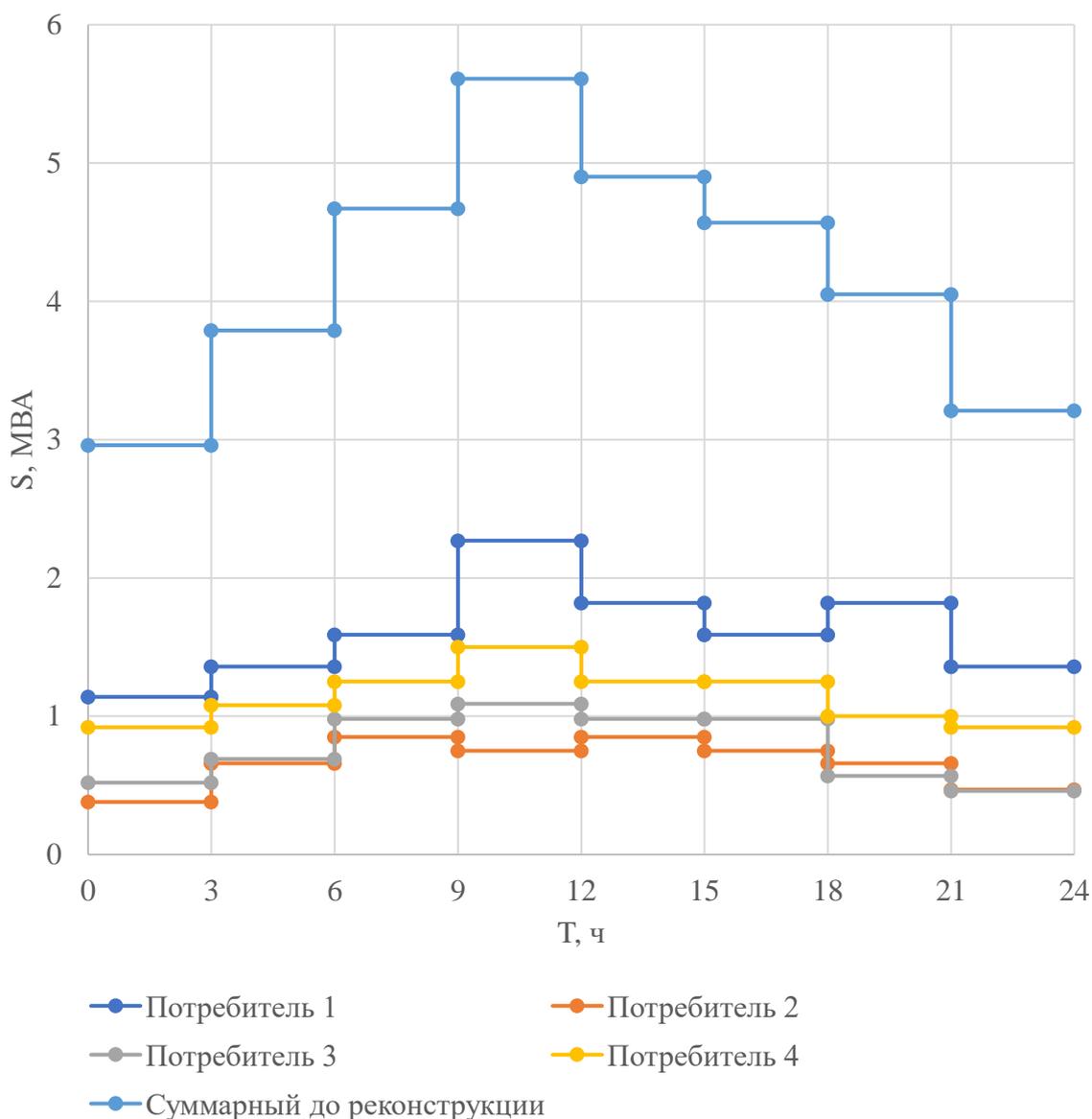


Рисунок 3 – Графики нагрузки действующих потребителей 1-4, а также их суммарный до проведения реконструкции ПС

Потребители относятся к первой и второй категориям надежности электроснабжения. Питание потребителей, относящихся к первой и второй категориям, должно осуществляться от двух независимых источников, т. е. требуется также установка не менее двух трансформаторов, как и ранее. Поэтому требуется установка двухтрансформаторной подстанции [12].

Трансформатор мощностью 4 МВА, соответствует мощности требованиям до реконструкции.

«Для проверки силового трансформатора по аварийной перегрузке предварительно заданный суточный график преобразуем в эквивалентный (в отношении износа) двухступенчатый с параметрами K_1 , K_2 и h » [18].

«Проведем на заданном графике горизонтальную линию с ординатой $K = 1$, т. е. линию номинальной нагрузки $S_{\text{НОМ}}$. Пересечением этой линии с исходным графиком выделим участок наибольшей перегрузки продолжительностью h » [18].

Определим начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика нагрузки из выражения:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМТ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (1)$$

$$K_1 = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{(2,08^2 + 2,75^2 + 3,46^2 + 3,57^2 + 3,36^2 + 2,81^2 + 2,22^2) \cdot 3}{3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3 + 3}} = 0,736$$

Определим предварительное значение нагрузки K'_2 эквивалентного графика нагрузки из выражения:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМТ}}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \quad (2)$$

$$K'_2 = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{3,98^2 \cdot 3}{3}} = 0,995$$

Так как $K'_2 = 0,995 \geq 0,9 \cdot K_{\text{max}} = 0,9 \cdot \frac{3,98}{4} = 0,9$, то принимаем $K_2 = K'_2 = 0,995$. Продолжительность перегрузки $h = 3$ ч.

Для допустимых аварийных перегрузок при системе охлаждения $\Delta \theta_{\text{охл}} = +10^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,736$, $h = 3$ ч по [5, табл. 11] получается $K_{2\text{доп}} = 1,5$ [5].

Условие $K_2 \leq K_{2\text{доп}}$ соблюдается.

Условие $S_{\text{max}} = 3,98 \text{ МВА} \leq S_{\text{НОМТ}} \cdot K_{2\text{доп}} = 4 \cdot 1,4 = 5,6 \text{ МВА}$ соблюдается.

На рисунке 4 отразим суточный график изменения полной мощности и эквивалентный двухступенчатый для четырех действующих потребителей 1-4.

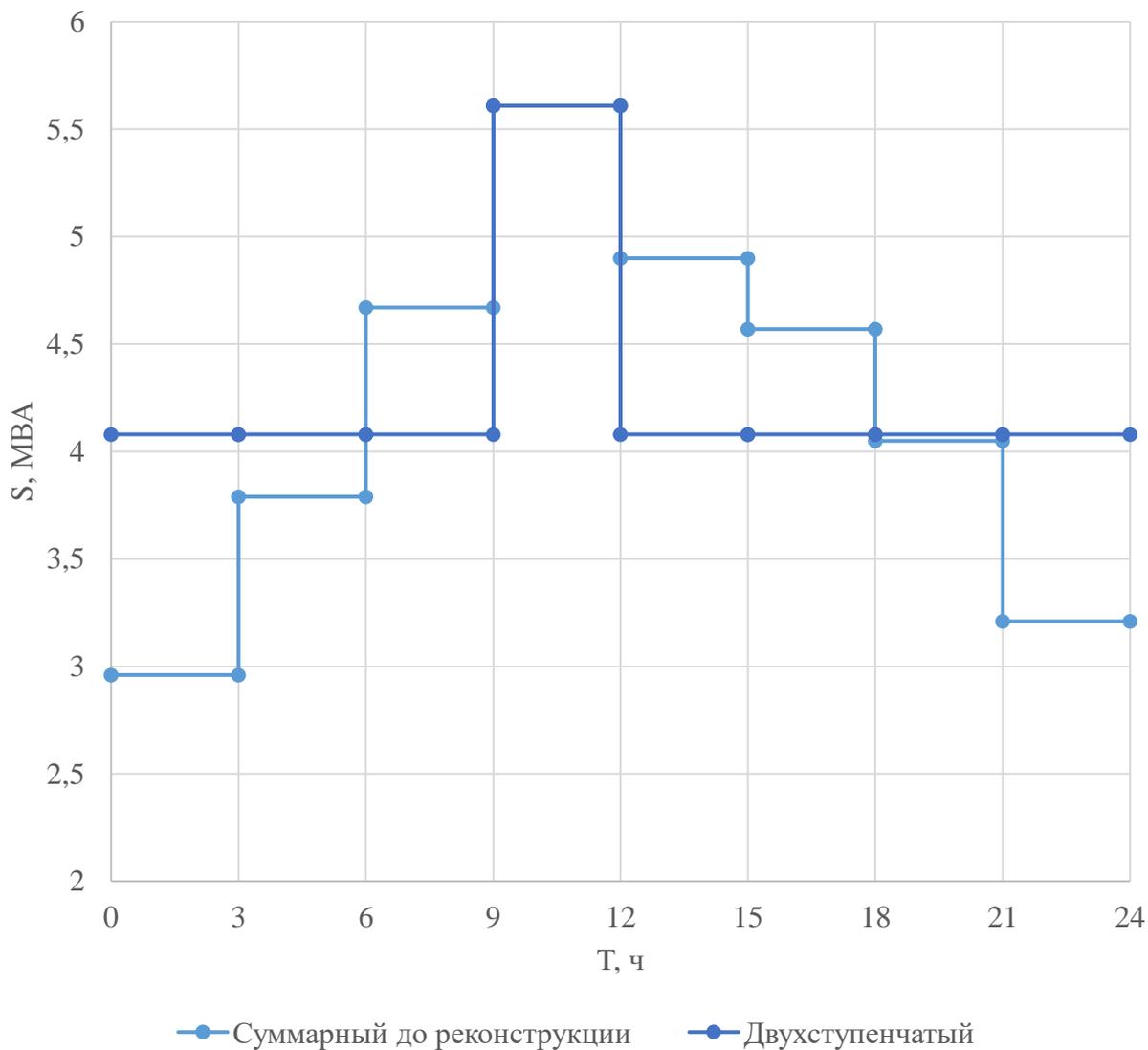


Рисунок 4 – Эквивалентный двухступенчатый график ПС до проведения реконструкции действующих потребителей 1-4

В таблице 2 представлены нагрузки потребителей 1-4:

- завод по производству сантехнического оборудования;
- завод по производству металлоконструкций;
- завод по изготовлению железо-бетонных конструкций;
- завод переоборудования автомобилей.

Промышленные потребители включают в себя нагрузку цехов, зданий и отделений.

Таблица 2 – Нагрузки потребителей 1-4

Наименование установок, участков и цехов	P_p	Q_p	S_p	I_p
	кВт	квар	кВА	А
Потребитель 1: завод по производству сантехнического оборудования				
Цех производства промышленных задвижек	130	70,17	147,73	224
Цех производства промышленных регулирующих клапанов	187	100,93	212,5	323
Цех производства комплектующих	195	105,25	221,59	337
Цех гидроаккумуляторов	56	30,23	63,64	97
Цех изготовления коллекторов	45	24,29	51,14	78
Цех металлообработки №1	289	155,99	328,41	499
Цех металлообработки №2	180	97,15	204,54	311
Цех предохранительной арматуры №1	278	150,05	315,91	480
Цех предохранительной арматуры №2	250	134,94	284,09	432
Цех производства радиаторов	119	64,23	135,23	205
Цех производства вентилях и клапанов радиаторов	67	36,16	76,14	116
Административный корпус	85	45,88	96,59	147
Склад сырьевой	21	11,33	23,86	36
Склад для отправки товара	16	8,64	18,18	28
Заводоуправление	47	25,37	53,41	81
Ремонтный цех	38	20,51	43,18	66
Итого по потребителю 1:	2003	1081,12	2276,14	3458
Потребитель 2: завод по производству металлоконструкций				
Цех металлообработки №1	252	136,02	286,37	435
Цех металлообработки №2	176	94,99	200	304

Продолжение таблицы 2

Наименование установок, участков и цехов	P_p	Q_p	S_p	I_p
	кВт	квар	кВА	А
Цех покраски	89	48,04	101,14	154
Цех производства металлоконструкций	56	30,23	63,64	97
Административный корпус	78	42,10	88,64	135
Склад сырьевой	26	14,03	29,54	45
Склад для отправки товара	17	9,18	19,32	29
Заводоуправление	31	16,73	35,23	54
Ремонтный цех	19	10,26	21,59	33
Итого:	744	401,58	845,46	1285
Потребитель 3: завод по изготовлению железобетонных конструкций				
Бетосмесительный цех	268	151,88	308,04	468
Цех добавления и смешивания присадок	188	106,54	216,09	328
Цех опалубки и заливки	94	53,27	108,04	164
Цех производства металлоконструкций	89	50,44	102,3	155
Административный корпус	86	48,74	98,85	150
Склад сырьевой	35	19,84	40,23	61
Склад для отправки товара	28	15,87	32,18	49
Заводоуправление	39	22,10	44,83	68
Ремонтный цех	28	15,87	32,18	49
Итого:	855	484,55	982,76	1493
Потребитель 4: завод переоборудования автомобилей				
Цех фургонов для перевозки взрывоопасных веществ и материалов	297	143,84	330	501
Цех изготовления передвижных лабораторий	247	139,98	283,91	431
Цех производства сварочных фургонов	178	100,88	204,6	311
Пункт приемки материалов	53	30,04	60,92	93

Продолжение таблицы 2

Наименование установок, участков и цехов	P_p	Q_p	S_p	I_p
	кВт	квар	кВА	А
Административное отделение	46	26,07	52,87	80
Цех производства грузопассажирских фургонов	269	152,45	309,2	470
Цех изготовления передвижных авторемонтных мастерских	103	58,37	118,39	180
Цех переоборудования автобусов	67	37,97	77,01	117
Гаражное отделение	45	25,50	51,72	79
Итого:	1305	739,58	1500	2279

Поскольку подключаемый потребитель 5 мощнее уже действующих, необходимо провести расчет нагрузок, для подтверждения соответствия устанавливаемого оборудования для реконструкции.

Рассматриваемый потребитель включает в себя 15 зданий и сооружений, которые имеют различную нагрузку, коэффициенты мощности и спроса.

Расчет нагрузок проведем методом коэффициента спроса [27].
Параметры электроприемников (ЭП) данного цеха приведены в таблице 3.

«Активная и реактивная расчетные силовые нагрузки отдельно взятого здания потребителя:

$$P_p = K_c \cdot P_y, \quad (3)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

где P_y – суммарная установленная активная мощность всех электроприемников, кВт;

K_c – коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg} \varphi$ – средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности, найденное из справочного значения коэффициента мощности $\cos \varphi$ » [19].

«Расчетная активная нагрузка освещения здания:

$$P_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{y.o}, \quad (5)$$

где $P_{p.o}$ – установленная мощность осветительных электроприемников, кВт;

$K_{c.o}$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки» [19].

«Номинальная осветительная нагрузка:

$$P_{p.o} = S \cdot P_{y.o}, \quad (6)$$

где $P_{y.o}$ – удельная осветительная нагрузка (0,014 кВт/м²);

S – площадь здания, м²» [21].

«Расчетная реактивная нагрузка осветительных приёмников:

$$Q_{p.o} = Q_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (7)$$

Расчетная полная мощность силовой и осветительной нагрузки:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2}. \quad (8)$$

Максимальный расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}. \quad (9)$$

Расчеты представлены в таблицах 3 и 4» [19].

Таблица 3 – Расчет силовой и осветительной нагрузок подключаемого потребителя 5

Здание	Наименование	Силовое оборудование						Освещение						
		P_y	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p	Q_p	F	$P_{y.o}$	$K_{c.o}$	$\cos\varphi_o$	$\operatorname{tg}\varphi_o$	$P_{p.o}$	$Q_{p.o}$
		кВт	–	–	–	кВт	квар	м ²	кВт	–	–	–	кВт	квар
1.1	Установка очистки воды и минерализации	7	0,86	0,91	0,46	6,02	2,77	325	4,55	0,86	0,94	0,36	3,91	1,41
1.2	Установка газирования и ароматизирования воды	905	0,69	0,91	0,46	624,45	287,25	4141	57,974	0,86	0,94	0,36	49,86	17,95
1.3	Установка брожения и перегонки кваса	417	0,61	0,61	1,30	254,37	330,68	6877	96,278	0,86	0,94	0,36	82,80	29,81
1.4	Установка стерилизации и обработки упаковочных материалов и емкостей	854	0,61	0,92	0,43	520,94	224,00	2485	34,79	0,86	0,94	0,36	29,92	10,77
1.5	Цех производства сладких безалкогольных напитков	27	0,46	0,76	0,86	12,42	10,68	6535	91,49	0,61	0,95	0,33	55,81	18,42
1.6	Цех производства энергетических напитков	34	0,91	0,96	0,29	30,94	8,97	2035	28,49	0,91	0,93	0,40	25,93	10,37
1.7	Цех производства сахарных и диетических напитков	100	0,81	0,91	0,46	81	37,26	2773	38,822	0,91	0,93	0,40	35,33	14,13

Продолжение таблицы 3

Здание	Наименование	Силовое оборудование						Освещение						
		P_y	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p	Q_p	F	$P_{y.o}$	$K_{c.o}$	$\cos\varphi_o$	$\operatorname{tg}\varphi_o$	$P_{p.o}$	$Q_{p.o}$
		кВт	–	–	–	кВт	квар	м ²	кВт	–	–	–	кВт	квар
1.8	Цех изготовления растворимых напитков и основ для морса	140	0,91	0,96	0,29	127,4	36,95	4213	58,982	0,91	0,93	0,40	53,67	21,47
1.9	Цех подсластителей для лимонадов и пакетированных соков	157	0,51	0,66	1,14	80,07	91,28	2575	36,05	0,86	0,94	0,36	31,00	11,16
1.10	Гаражное отделение	50	0,41	0,61	1,30	20,5	26,65	2701	37,814	0,61	0,95	0,33	23,07	7,61
1.11	Термический цех и установка термообработки	745	0,69	0,59	1,37	514,05	704,25	4078	57,092	0,91	0,93	0,40	51,95	20,78
1.12	Заводоуправление и администрация	407	0,61	0,66	1,14	248,27	283,03	7723	108,122	0,91	0,93	0,40	98,39	39,36
1.13	Холодильное оборудование и морозильные камеры для сырья	1008	0,63	0,71	0,99	635,04	628,69	4456	62,384	0,91	0,93	0,40	56,77	22,71
1.14	Насосное отделение	84	0,76	0,76	0,86	63,84	54,90	1441	20,174	0,86	0,94	0,36	17,35	6,25
1.15	Индивидуальный тепловой пункт	200	0,76	0,76	0,86	152	130,72	1441	20,174	0,61	0,95	0,33	12,31	4,06
–	–	5135	0,656475	0,76	0,85	3371	2858,08	53799	753	0,83	0,93	0,38	628,07	236,26

Таблица 4 – Расчетные электрические нагрузки подключаемого потребителя 5

Здание	Наименование	Силовое оборудование		Освещение		Расчетная нагрузка			
		P_p	Q_p	$P_{p.o}$	$Q_{p.o}$	$P_{p\Sigma}$	$Q_{p\Sigma}$	$S_{p\Sigma}$	I_p
		кВт	квар	кВт	квар	кВт	квар	кВА	А
1.1	Установка очистки воды и минерализации	6,02	2,77	3,91	1,41	9,93	4,18	10,77	15,55
1.2	Установка газирования и ароматизирования воды	624,45	287,25	49,86	17,95	674,31	305,20	740,16	1068,33
1.3	Установка брожения и перегонки кваса	254,37	330,68	82,80	29,81	337,17	360,49	493,60	712,45
1.4	Установка стерилизации и обработки упаковочных материалов и емкостей	520,94	224,00	29,92	10,77	550,86	234,77	598,80	864,29
1.5	Цех производства сладких безалкогольных напитков	12,42	10,68	55,81	18,42	68,23	29,10	74,18	107,07
1.6	Цех производства энергетических напитков	30,94	8,97	25,93	10,37	56,87	19,34	60,07	86,70
1.7	Цех производства сахарных и диетических напитков	81	37,26	35,33	14,13	116,33	51,39	127,18	183,57

Продолжение таблицы 4

Здание	Наименование	Силовое оборудование		Освещение		Расчетная нагрузка			
		P_p	Q_p	$P_{p.o}$	$Q_{p.o}$	$P_{p\Sigma}$	$Q_{p\Sigma}$	$S_{p\Sigma}$	I_p
		кВт	квар	кВт	квар	кВт	квар	кВА	А
1.8	Цех изготовления растворимых напитков и основ для морса	127,4	36,95	53,67	21,47	181,07	58,42	190,26	274,62
1.9	Цех подсластителей для лимонадов и пакетированных соков	80,07	91,28	31,00	11,16	111,07	102,44	151,10	218,09
1.10	Гаражное отделение	20,5	26,65	23,07	7,61	43,57	34,26	55,43	80,01
1.11	Термический цех и установка термообработки	514,05	704,25	51,95	20,78	566,00	725,03	919,80	1327,62
1.12	Заводоуправление и администрация	248,27	283,03	98,39	39,36	346,66	322,39	473,40	683,29
1.13	Холодильное оборудование и морозильные камеры для сырья	635,04	628,69	56,77	22,71	691,81	651,40	950,22	1371,52
1.14	Насосное отделение	63,84	54,90	17,35	6,25	81,19	61,15	101,64	146,70
1.15	Индивидуальный тепловой пункт	152	130,72	12,31	4,06	164,31	134,78	212,52	306,75
–	–	3371	2858,08	628,07	236,26	3999,38	3094,34	5056,68	7298,69

Расчет электрических нагрузок позволит определить в дальнейшем требуемые к установке трансформаторы тока и напряжения необходимые для создания АИИС КУЭ ПС «Троицкая» 35/6 кВ.

Теперь, необходимо провести аналогичный расчет эквивалентной нагрузки уже для потребителей 1-5.

Исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки (40 %), для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора $S_{номТ}$ двухтрансформаторной подстанции до проведения реконструкции используется приближенное выражение:

$$S_{номТ} \geq 0,7 \cdot S_{maxПС} \geq 0,7 \cdot 10,25 = 7,18 \text{ МВА.}$$

Результаты расчета после реконструкции представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет после проведения реконструкции с подключением потребителя 5

Параметры	До реконструкции	После реконструкции
S_{max} , МВА	3,98	10,25
$S_{Трасч}$, МВА	3,98	7,18
$S_{номТ}$, МВА	4	10
K_1	0,736	0,762
K'_2	0,995	1,025

Для этого построим суточные графики нагрузок действующих и подключаемых потребителей, а также их суммарный график (рисунок 5).

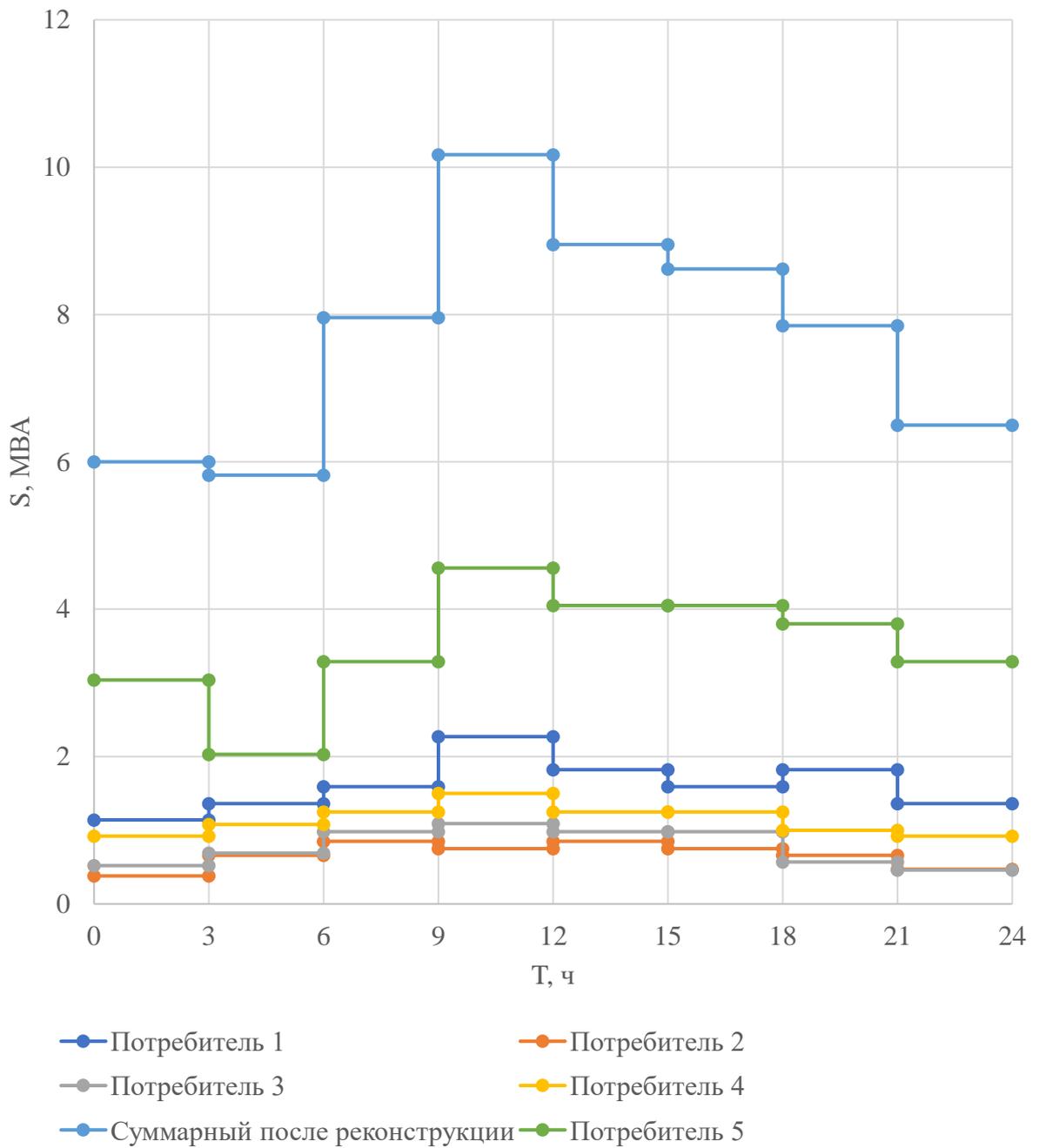


Рисунок 5 – Графики нагрузок потребителей 1-5

Используя проведенный расчет и графики нагрузок, проведем перерасчет в двухступенчатый график (рисунок б).

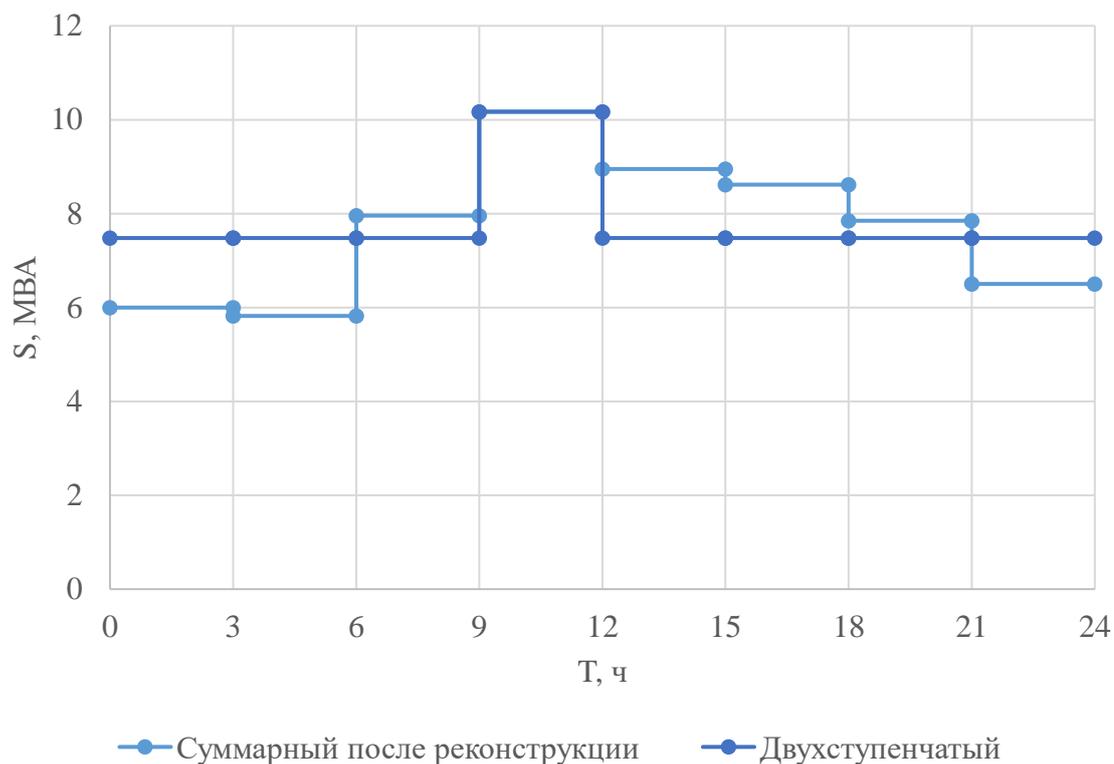


Рисунок 6 – Эквивалентный двухступенчатый график ПС после подключения потребителя 5

В соответствии с представленным расчетом, при проведении реконструкции осуществляется:

- замена существующего трансформатора мощностью 4 МВА на силовой трансформатор 10 МВА;
- установка второго трансформатора мощностью 10 МВА;
- замена КРУН-6 кВ, установка нового ТН-35;
- установка трансформатора собственных нужд (ТСН), ТН-6.

В КРУН-6 кВ устанавливаются микропроцессорные защиты.

На подстанции так же производится замена заземляющего устройства ПС, реконструкция фундаментов под силовые трансформаторы, реконструкция маслоприемников, устройство маслоотвода, маслоборника, замена КРУН.

Замена существующего трансформатора мощностью 4 МВА на силовой трансформатор 10 МВА с последующей установкой второго такого же,

осуществляется с целью электроснабжения действующих потребителей и дополнительно подключаемого проектируемого завода по производству безалкогольных напитков [9].

1.3 Собственные нужды подстанции

Проектом реконструкции предусматривается:

- установка двух ТСН 6/0,4 кВ мощностью 63 кВА каждый;
- монтаж щита собственных нужд 0,4 кВ;
- прокладка распределительной сети 0,4/0,22 кВ.

Трансформаторы расположены в ячейках КРУН-6 кВ и поставляются комплектно с КРУН. Данные по нагрузкам собственных нужд подстанции (СН ПС) приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Нагрузка СН ПС 35/6 «Троицкая»

Тип нагрузки	$P_{уст}$, кВт	K_c	$P_{расч}$, кВт
Освещение ОРУ	0,9	0,7	0,63
Освещение КРУН	0,58	0,7	0,41
Вентиляция КРУН	4,5	0,8	3,6
Обогрев КРУН	9,6	1	9,6
Обогрев шкафов ОРУ	6	1	6
Питание шкафов ШОВ 35 кВ	3	1	3
Охлаждение Т-1	4,8	0,8	3,84
Охлаждение Т-2	4,8	0,8	3,84
Питание РПН Т-1, Т-2	2	0,8	1,6
Питание ЩПТ	12	1	12
Итого:	48,2	–	44,5

Так как реконструируемая подстанция без постоянного дежурного персонала, то на подстанции в качестве хозяйственно-питьевого

водоснабжения используется привозная вода питьевого качества. Потребность в топливе и газе отсутствует.

К сборным шинам ячеек РУ-6 кВ ТСН подключаются через выключатели. Данный вариант подключения обеспечивает большую надежность в сети СН, т.к. при аварии или ремонте оборудования какой-либо из секций шин 35 кВ подстанции оба ТСН остаются в работе благодаря АВР на стороне 6 кВ. Схема и группа соединения обмоток D/YH-11 трансформатора обеспечивает увеличение чувствительности автоматических выключателей при однофазном коротком замыкании в сети СН [10].

1.4 Анализ строительных решений при проведении реконструкции подстанции 35/6 кВ «Троицкая»

Установка силовых трансформаторов, КРУН производится на ранее отведенные для этого оборудования места. Поэтому планировочная схема территории подстанции остается прежняя. Расширение территории подстанции не производится.

Размещение оборудования управления, защиты, сигнализации и учета производится во вновь устанавливаемом здании КРУН 6 кВ. В здании также располагаются системы собственных нужд и постоянного оперативного тока ПС [11].

Здание КРУН выполняется модульным, состоящим из сэндвичпанелей. Двери в КРУН выполняются одностворчатыми из стального листа с утеплением. Все дверные проемы обеспечиваются двухконтурным уплотнением. Для защиты корпуса от атмосферных осадков применено порошковое лакокрасочное покрытие. Крыша КРУН выполнена двухскатной.

Внутренние размеры КРУН приняты с учетом размеров и размещения оборудования в соответствии с ПУЗ 7-е и 6-е издание.

Модульное здание отличается простотой монтажа, низкими монтажными и эксплуатационными затратами, высокой теплоизолирующей способностью.

Стены КРУН выполнены из оцинкованных панелей типа "сэндвич" с утеплителем. Панели долговечны, легки, безопасны. Потолок и пол утеплены в соответствии с температурным режимом, требуемым для бесперебойной работы оборудования (в КРУН температура не должна опускаться ниже +5°C). Для отопления в КРУН устанавливаются электроконвекторы. Здание КРУН окрашивается в цвета ПАО "МРСК Волги".

Отделка в здании КРУН выполняется при изготовлении в заводских условиях. Цветовое решение фасадов выполняется согласно принятым корпоративным цветам ПАО "МРСК Волги".

Помещения с постоянным прибыванием людей на подстанции отсутствуют. В здании КРУН предусматривается искусственное освещение.

При реконструкции ПС, фундаменты под оборудование запроектированы следующих вариантов:

- лежневые по серии 3.407.1-157;
- ж/б блоки по ГОСТ 13579-78;
- плиты по серии 3.407.1-157.

Фундамент под трансформатор запроектирован из железобетонных плит НСП 35.15А на основании серии 3.407.1-157.

Для установки блоков трансформаторов напряжения 35 кВ устанавливаются лежни ЛЖ-28.

Для установки блоков трансформаторов тока 35 кВ устанавливаются блоки ЛЖ-16.

Для монтажа КРУМ-6 кВ устанавливаются блоки ФБС 24-5 и ФБС 24-6.

Применяемое оборудование 35 кВ установлено на блоках поставляемых комплектно. Проектом предусмотрена заводская антикоррозийная защита металлоконструкций методом горячего цинкования, а также окраска в корпоративные цвета ПАО «МРСК Волги».

Монтажные сварные швы соединений конструкций должны быть защищены путем газотермического напыления цинка после монтажа конструкций.

Антикоррозийную защиту подземных металлических конструкций предусмотреть эмалью ХС-717 по грунтовке ХС-010, тип IV-5(130) по СНиП 2.03.11-85 в 5 слоев толщиной 130 мкм, включая грунтовку.

Антикоррозийную защиту наземных металлических конструкций предусмотреть эмалью ПФ-115 по грунтовке ГФ-021, тип 1-2(55) по СНиП 2.03.11-85 в 2 слоя толщиной 55 мкм, включая грунтовку.

Высота установки высоковольтного оборудования в соответствии с требованиями ПУЗ составляет не менее 2,5 м от нижнего фланца изолятора.

Что касается лотков, то по территории ОРУ предусмотрены металлические подвесные. Лотки крепятся на металлических стойках Ст1 на высоте 2,0 м над уровнем земли. Возле выключателей В-35 лотки крепятся на стойках Ст2 на высоте 1,5 м.

В РУ 6 кВ применены ячейки с выкатными элементами. Ячейки КРУМ-6 кВ установлены на блочный фундамент со стальной рамой. Ячейки отходящих линий КРУМ-6 кВ применяются с воздушными выводами.

В КРУМ располагаются:

- ячейки КРУ-6 кВ;
- шкафы с релейной защитой и автоматикой;
- шкафы системы СН ПС;
- шкафы системы постоянного тока;
- шкаф АСКУЗ;
- шкаф охранно-пожарной сигнализации;
- шкаф учета электроэнергии Т1, Т2 35 кВ.

Здание КРУМ-6 кВ модульного типа. Модули КРУМ состоят из основания, изготовленного из стального профильного металлопроката, несущего металлического каркаса, утепленных стен, потолка и пола, крыши и металлических дверей.

Крыша модульных блоков КРУМ – двускатная. Для организации вывода отходящих линий ВЛ-6 кВ на крыше КРУМ устанавливаются дополнительные кронштейны с изоляторами.

Предусматривается два входа в здание. У каждого входа выполнена металлическая лестница с площадкой заводской поставки.

Железобетонные фундаменты под металлические стойки Ст1 (для крепления лотков) устанавливаются в копаные котлованы на бетонную подготовку толщиной 100 мм и заполняется бетоном класса В15 с маркой по морозостойкости не менее F75.

Лежневые фундаменты под оборудование устанавливаются на щебеночную подготовку из щебня средней крупности (30-70 мм) по выравнивающему слою песка толщиной 50 мм.

Сборные железобетонные плиты под установку силовых трансформаторов укладываются на щебеночно-песчаный балласт.

На песчаную подушку предусмотрена установка емкости маслосборника.

Песчаная подушка выполняется из крупнозернистого песка слоями 20-30 см с тщательным уплотнением каждого слоя.

Монтаж всех железобетонных элементов фундаментов под трансформаторы при проведении реконструкции выполняется в соответствии с указаниями СНиП 111-16-80.

1.5 Организация строительных работ при проведении реконструкции подстанции

Выполнение реконструкции подстанции планируется проводить без перерыва электроснабжения потребителей. Для этого монтажные работы разбиваются на несколько этапов. На первом этапе выполняется замена оборудования первой секции ТП (рисунок 7), в ходе которой выполняется:

- питание всех потребителей от второй секции КРУН-6 кВ, демонтаж первой секции КРУН-6 кВ;
- монтаж нового оборудования 35 кВ первой секции взамен демонтированного;
- замена заземляющего устройства ПС со стороны первой секции;
- демонтаж существующего маслоприемника силового трансформатора;
- устройство нового маслоприемника и фундамента силового трансформатора;
- устройство маслоотвода и маслосборника;
- монтаж силового трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА;
- монтаж первой секции КРУМ-6 кВ.

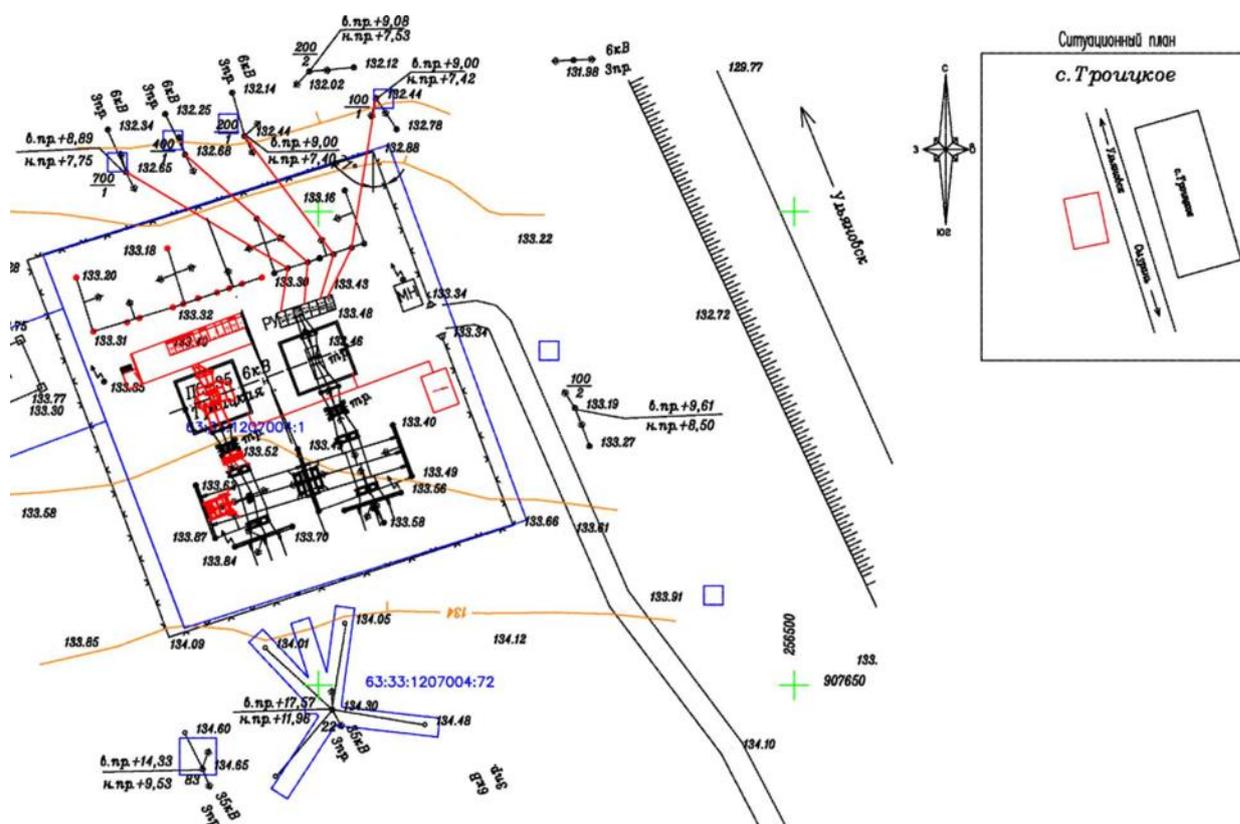


Рисунок 7 – Проведение первого этапа реконструкции

После выполнения указанных работ, питание подстанции переводится на первую секцию шин. После перевода питания ПС и потребителей 6 кВ на первую секцию, производится аналогичный вид работ на второй секции (рисунок 8).

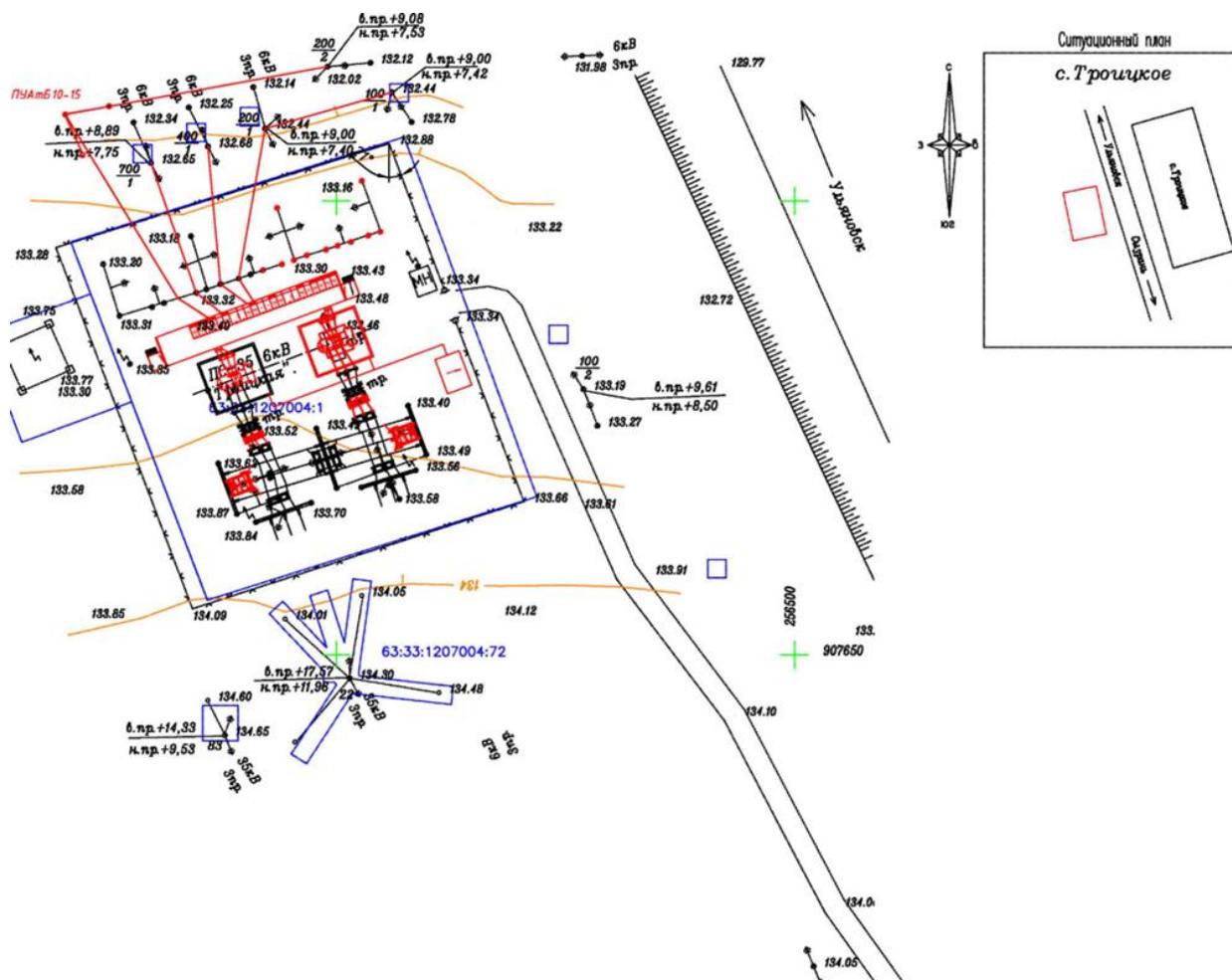


Рисунок 8 – Проведение второго этапа реконструкции

После проведения работ на второй секции происходит подключение второй секции (рисунок 9).

На подстанции используется гибкая ошиновка. В качестве шин 35 кВ применяется провод АС-95.

Прокладка силовых и контрольных кабелей на территории подстанции организована в надземных металлических лотках. Кабели оборудования по

ОРУ-35 кВ проложены по разным трассам. В кабельных лотках контрольные и силовые кабели разделены.

Распределительные сети напряжением до 1 кВ выполняются кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением (ВВГ-НГ(А)-LS).

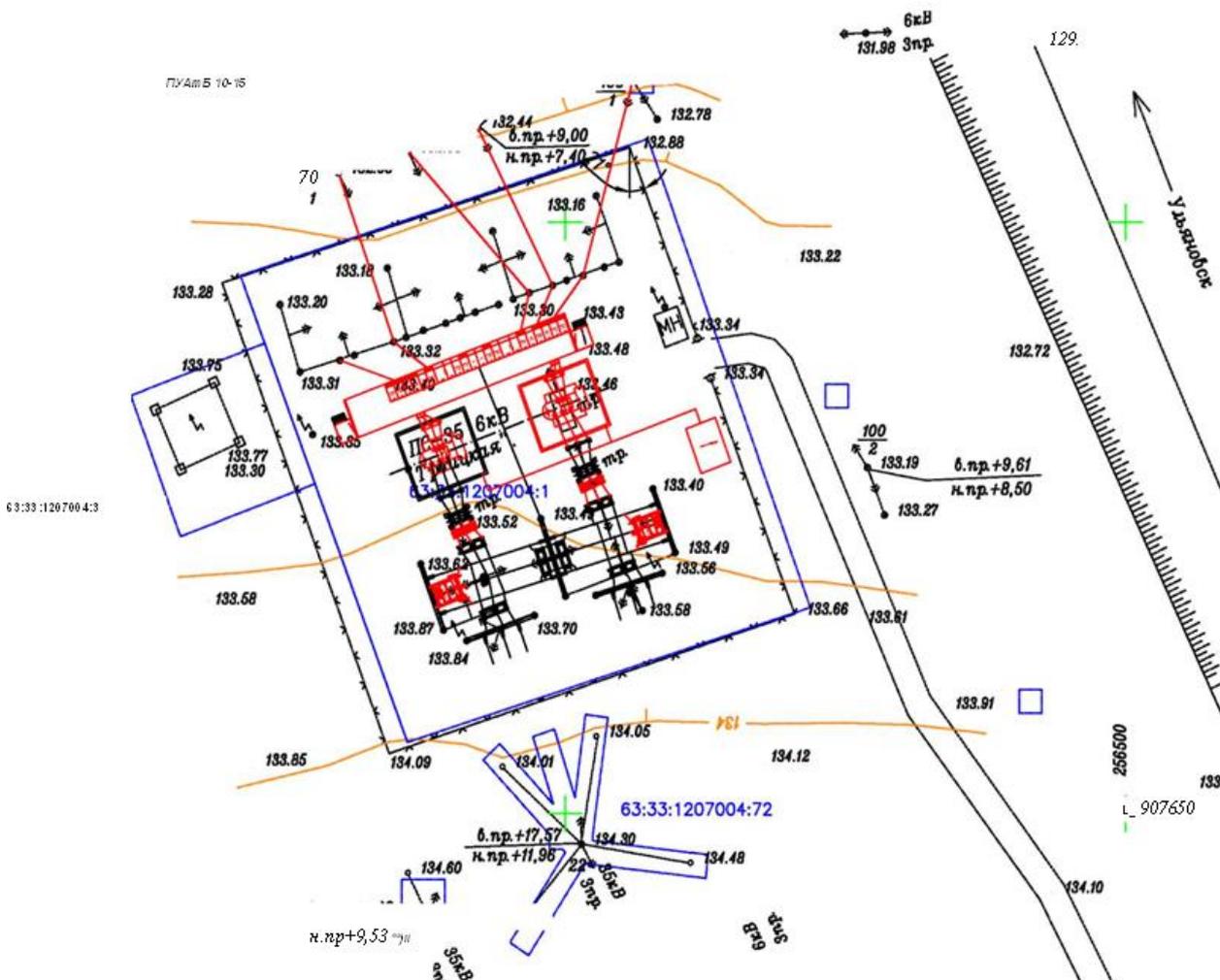
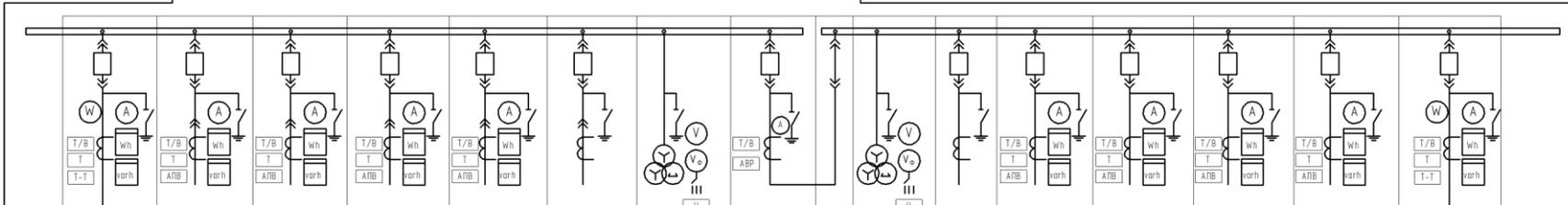
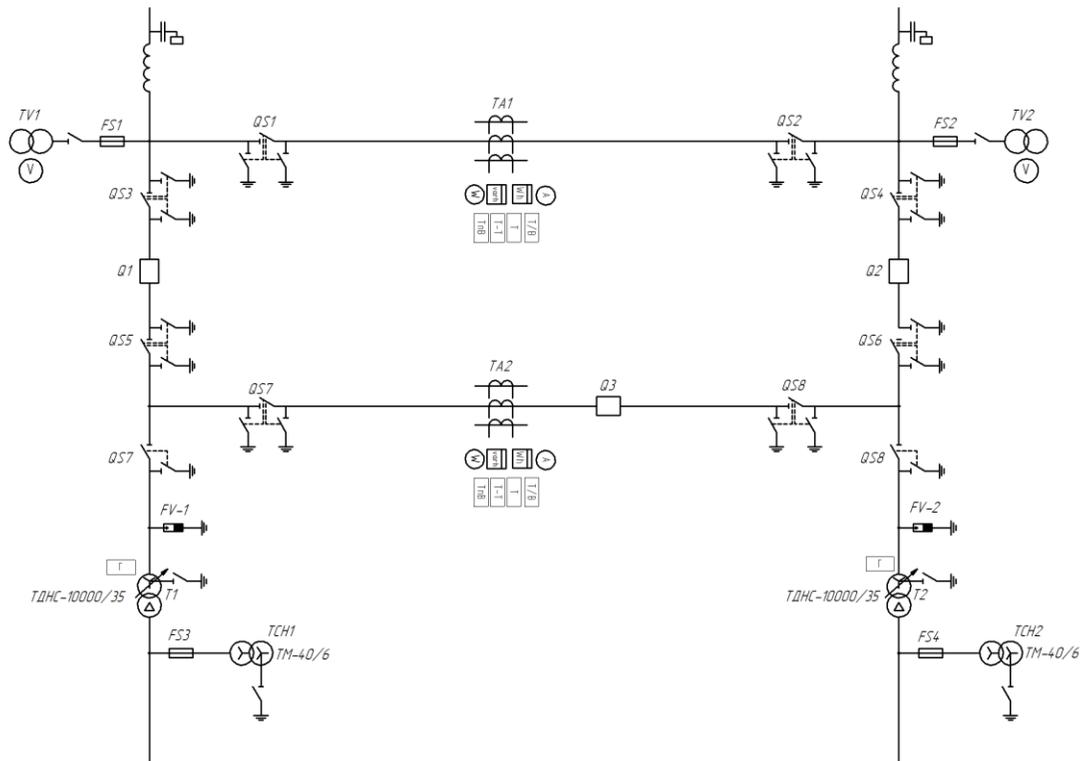


Рисунок 9 – Проведение третьего этапа реконструкции

На рисунке 10 представлена запланированная принципиальная схема ПС после реконструкции.



№ ячейки	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Выключатель	ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10		ВВУ-СЭШ-10			ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10	ВВУ-СЭШ-10
Трансф. тока	ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10		ТПЛ-СЭШ-10			ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10	ТПЛ-СЭШ-10
Указф. напряжения							ЭНОЛ-СЭШ-10			ЭНОЛ-СЭШ-10						
Пробой		АС-200/32,6	АС-200/32,6	АС-200/32,6	АС-200/32,6							АС-200/32,6	АС-200/32,6	АС-200/32,6	АС-200/32,6	АС-200/32,6
Примечание	Ввод	Потребитель	Потребитель	Потребитель	Потребитель	Резерв	ТН	Секц. выкл.	РС	ТН	Резерв	Потребитель	Потребитель	Потребитель	Потребитель	Потребитель

Рисунок 10 – Схема принципиальная ПС 35/6 кВ «Троицкая» после реконструкции

После окончания строительства, на территории ПС выполняется восстановление нарушенного покрытия.

1.6 Система управления подстанции

На реконструируемой подстанции установлены разъединители с ручными приводами. Управление выключателями 35 кВ осуществляется со шкафа РЩ, расположенного на территории ОРУ. Управление выключателями 6 кВ – на ячейках КРУН. После реконструкции управление выключателями 35 кВ будет осуществляться со шкафов защит Т-1, Т-2 устанавливаемых в модульном здании КРУН. Управление выключателями 6 кВ – с ячеек КРУН. Мероприятия по организации телемеханики не предусматриваются.

Электрическая схема ПС 35/6 кВ «Троицкая» приведена на рисунке 11.

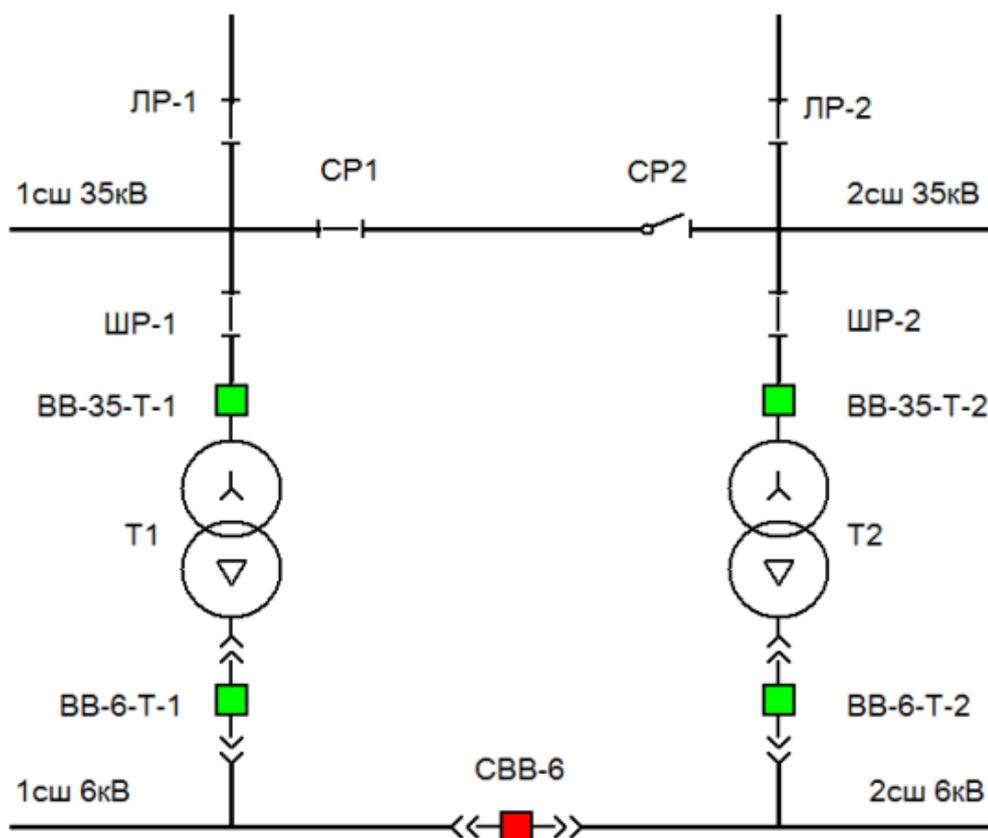


Рисунок 11 – Электрическая схема ПС 35/6 кВ «Троицкая»

На основании электрической схемы составляется схема замещения ПС 35/6 кВ «Троицкая» (рисунок 12).

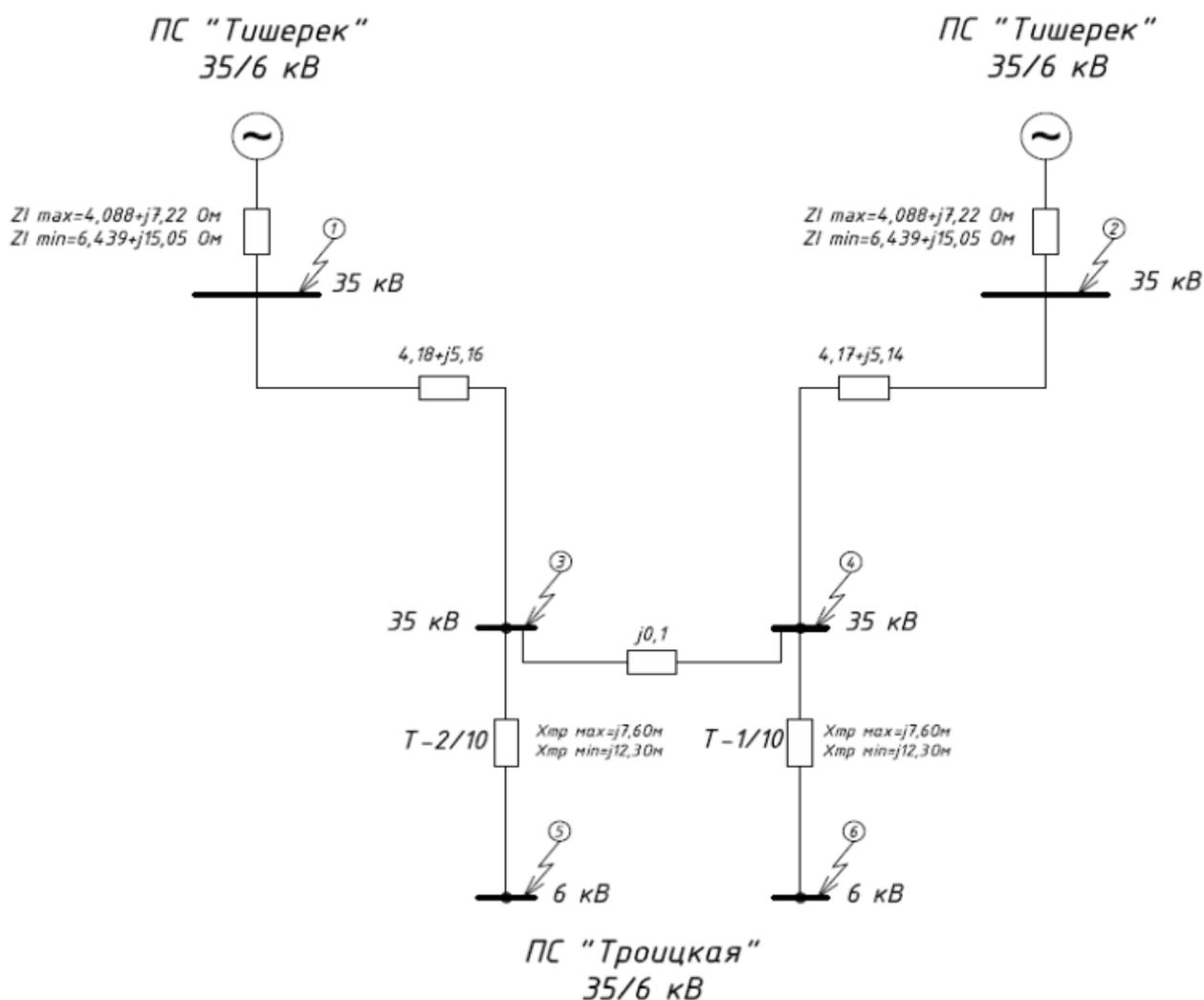


Рисунок 12 – Схема замещения сети 35 кВ

На схеме отражены шесть точек КЗ. Четыре точки на стороне 35 кВ и две точки на стороне 6 кВ. Две точки на стороне 35 кВ до линии электропередачи, а другие две – после.

Теперь рассмотрим расчетные токи КЗ, использованные для выбора электрооборудования (таблица 7).

Таблица 7 – Токи КЗ в максимальном и минимальном режимах на шинах ПС «Троицкая» 35/6 кВ

Режим	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{к}}^{(3)}$, А	$I_{\text{к}}^{(2)}$, А	$i_{\text{уд}}$, А
Максимальный	35	1440	1240	3654
	6	5800	4988	15129
Минимальный	35	940	890	2385
	6	3700	3182	8300

Расчет токов КЗ произведен в целях проверки основного оборудования 35 кВ, 6 кВ, выбранного по токам нагрузки, выявления необходимости использования токоограничивающих реакторов на вводах 6 кВ, расчета релейной защиты элементов схемы электрических соединений подстанции и расчета заземляющего устройства.

Рассмотрим силовое электрооборудование ПС. Устанавливаемое оборудование имеет следующие характеристики:

Сторона 35 кВ:

- номинальный ток $I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$, $I_{\text{н}} > I_{\text{р}} = 231 \text{ А}$;
- отключающая способность $I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$, $I_{\text{откл}} > I_{\text{к}}^{(3)} = 1,44 \text{ кА}$;
- динамическая стойкость $I_{\text{дин}} = 31 \text{ кА}$, $I_{\text{дин}} > i_{\text{уд}} = 3,65 \text{ кА}$.

Сторона 6 кВ (ввод):

- номинальный ток $I_{\text{н}} = 1600 \text{ А}$, $I_{\text{н}} > I_{\text{р}} = 1348 \text{ А}$;
- отключающая способность $I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$, $I_{\text{откл}} > I_{\text{к}}^{(3)} = 5,8 \text{ кА}$;
- динамическая стойкость $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$, $I_{\text{дин}} > i_{\text{уд}} = 15,13 \text{ кА}$.

Сторона 6 кВ (линия ООО «Малаховка»):

- номинальный ток $I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$, $I_{\text{н}} > I_{\text{р}} = 510 \text{ А}$;
- отключающая способность $I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$, $I_{\text{откл}} > I_{\text{к}}^{(3)} = 5,8 \text{ кА}$;
- динамическая стойкость $I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$, $I_{\text{дин}} > i_{\text{уд}} = 15,13 \text{ кА}$.

Сторона 6 кВ (трансформатор тока в ячейке В-6):

- номинальный ток $I_{\text{н}} = 1500 \text{ А}$, $I_{\text{н}} > I_{\text{р}} = 1348 \text{ А}$;

- ток термической стойкости $I_T = 40$ кА, $I_T > I_K^{(3)} = 5,8$ кА;
- динамическая стойкость $I_{дин} = 100$ кА, $I_{дин} > i_{уд} = 15,13$ кА.

В качестве источников постоянного оперативного тока принимаются выпрямительные устройства шкафа ШОТЗ, совмещённые с ШРОТ. Номинальный ток устройств ПНЗП – 50 А. СОПТ имеет две секции 220 В, каждая из которых располагается в шкафу ввода и распределения ШРОТ.

При пропадании или выходе за допустимые пределы напряжения питания любого из двух зарядно-подзарядных устройств, питание потребителей постоянного тока производится от второго устройства.

1.7 Мероприятия по соблюдению требований охраны труда при реконструкции ПС

Силовые трансформаторы, выделяющие тепло, устанавливаются на открытом воздухе, поэтому удаления избытков тепла производить не требуется.

Мероприятий по загазованности помещений производить нет необходимости, так как на подстанции не применяется оборудование, выделяющее газ.

Защита от воздействия электрического поля осуществляется применением типовых конструкций, соблюдением электрических габаритов [17].

Напряженность электрического поля на ПС «Троицкая» не нормируется.

Реконструируемая ПС имеет небольшие размеры (37×37 м²), что способствует в случае КЗ возникновению разности потенциалов, не представляющих опасности для микропроцессорной аппаратуры и изоляции вторичных цепей, которые подходят к этой аппаратуре.

Небольшие размеры ПС так же обуславливают наличие импульсных магнитных полей, не представляющих опасности для устанавливаемой микропроцессорной аппаратуры.

Для обеспечения требований электромагнитной совместимости согласно [20], [22] предусмотрены следующие мероприятия:

- силовые и контрольные кабели прокладываются отдельно с максимальным удалением от источников импульсных помех;
- кабели 0,4 кВ по территории ОРУ-35 кВ прокладываются по разным трассам.

Для защиты микропроцессорной РЗА от импульсных помех предусмотрено:

- применение экранированных кабелей (КВВГЭнг-LS) с двусторонним заземлением экрана;
- применение экранирующих шкафов для аппаратуры с толщиной стенки не менее 2 мм, силовые и контрольные кабели прокладываются отдельно друг от друга.

При совместной прокладке силовых кабелей и вторичных кабелей с цепями измерения, управления и сигнализации по одной трассе, расстояния между ними в свету могут быть снижены в 2 раза [3].

По территории ОРУ контрольные кабели прокладываются в металлических кабельных лотках, которые дополнительно экранируют кабели от воздействия электромагнитных полей со стороны ошиновки, высоковольтного оборудования, при ударе молнии, а также при различных видах коротких замыканий и коммутационных перенапряжениях. Металлические кабельные конструкции и высоковольтное оборудование заземляются.

Микропроцессорная аппаратура устанавливается внутри металлического КРУН заводского исполнения. Конструкция КРУН выполнена из сэндвич-панелей, имеющих две заземляющиеся металлические оболочки, что обеспечивает экранирование, устанавливаемого внутри оборудования от электромагнитных помех и импульсных перенапряжений.

Дополнительной защитой так же является металлическая оболочка ячеек и шкафов, в которых размещается оборудование.

В целях снижения помех импульсных перенапряжений предусмотрены следующие мероприятия при строительстве заземляющего устройства ПС:

- спуски полос заземления от оборудования к заземляющему устройству выполнены по кратчайшему расстоянию;
- заземление молниеотводов обеспечивает растекание тока не менее чем в двух направлениях, установлены вертикальные электроды в каждом из направлений.

Предусмотренные в настоящем проекте решения обеспечивают выполнение всех экологических требований и не влияют на общую электромагнитную обстановку существующих сооружений.

Выводы по разделу

В результате был проведен расчет нагрузок действующих потребителей и также был проведен расчет нагрузок при подключении дополнительного потребителя, построены графики нагрузки. В соответствии с этим составлен план проведения реконструкции, собраны необходимые данные для внедрения на ПС 35/6 кВ АИИС КУЭ.

2 Основные технические решения применяемые на подстанциях

2.1 Требования к учету электроэнергии

Главной целью учета электрической энергии является получение точной информации касаемой производства, передачи, распределения и потребления на оптовом и розничных рынках электроэнергии для решения следующих задач:

- экономические расчеты электрической энергии и мощности между субъектами рынка с соблюдением её качества;
- выявление и планирование технических и экономических показателей производства, передачи и распределения электрической энергии в энергосистемах;
- выявление и планирование технических и экономических показателей потребления на промышленных предприятиях, в коммунальном и транспортном секторах, сельском хозяйстве.

«Учету подлежит электроэнергия (рисунок 13):

- выработанная генераторами электростанций;
- потребленная на собственные и хозяйственные нужды (раздельно) электростанций и подстанций, а также на производственные нужды энергосистемы;
- отпущенная потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителям;
- переданная в сети других собственников или полученная от них;
- отпущенная потребителям из электрической сети;
- переданная на экспорт и полученная по импорту» [2],[11].

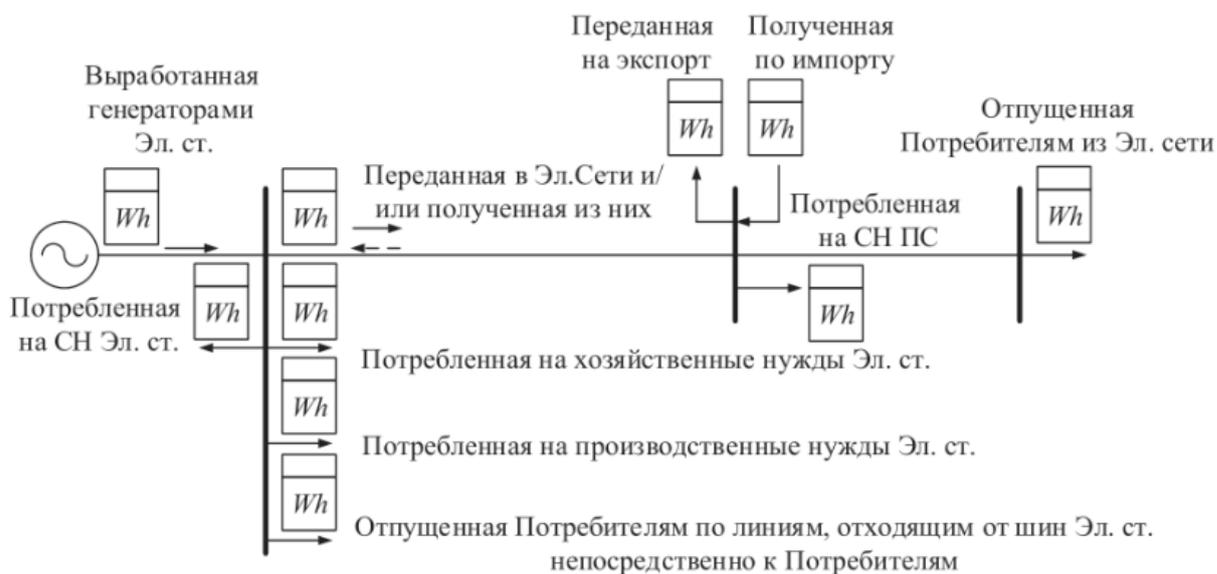


Рисунок 13 – Электрическая энергия, подлежащая учету

2.2 Способ проведения учета и его средства

Проведение учета электрической энергии осуществляется на основании измерений с использованием счетчиков электроэнергии и информационно-измерительных систем (ИИС) [6].

Для проведения учета электрической энергии необходимо применять средства учета, которые утверждены Госстандартом Российской Федерации и внесенные в Государственный реестр средств измерений.

Непосредственные измерения непрерывным нарастающим итогом производят счетчики электрической энергии.

Счетчики электрической энергии классифицируются на:

- электромеханические;
- цифровые.

Цифровые счетчики являются наиболее современными. Данные счетчики включают в себя:

- датчики тока,
- датчики напряжения,

- аналого-цифровой преобразователь,
- микропроцессор,
- интерфейс и элементы ввода и вывода информации,
- запоминающее устройство.

Структурную схему последних представим на рисунке 14.

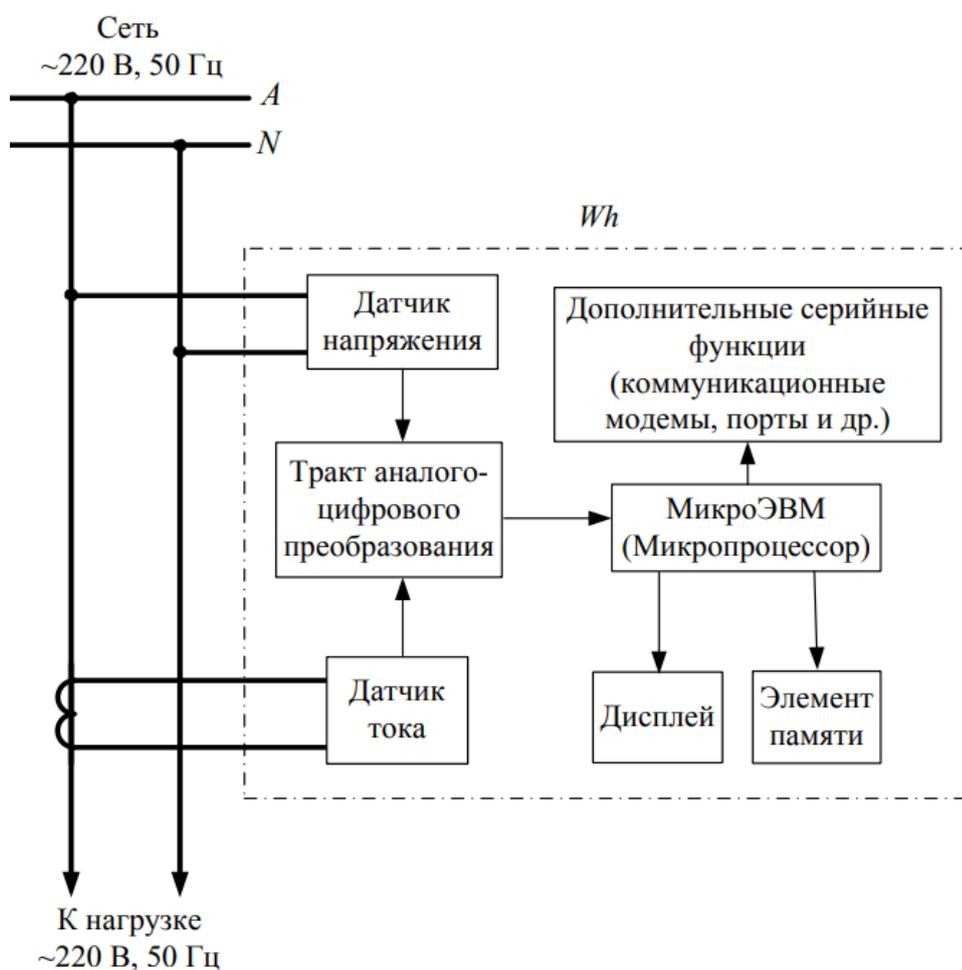


Рисунок 14 – Структурная схема цифрового счетчика электрической энергии

Параметры тока и напряжения (сигнал), снимаемые соответствующими датчиками, поступают в аналого-цифровой преобразователь.

Любой процесс в природе можно представить в виде аналогового сигнала, который непрерывно изменяется во времени и может принимать различное значение. Дискретный же сигнал напротив принимает ограниченное количество значений для определенных моментов времени.

«Процесс перехода от аналогового сигнала к дискретному называется дискретизацией или квантованием сигнала. Дискретизация входного сигнала происходит с некоторым интервалом по уровню (вертикальной координатной оси) и по времени (горизонтальной координатной оси), т.е. непрерывный сигнал разбивается на промежутки и передается конкретная величина, а именно значение в каждой точке через ΔA и Δt » [1],[28].

Дискретизация предполагает определенную потерю информации (рисунок 15).

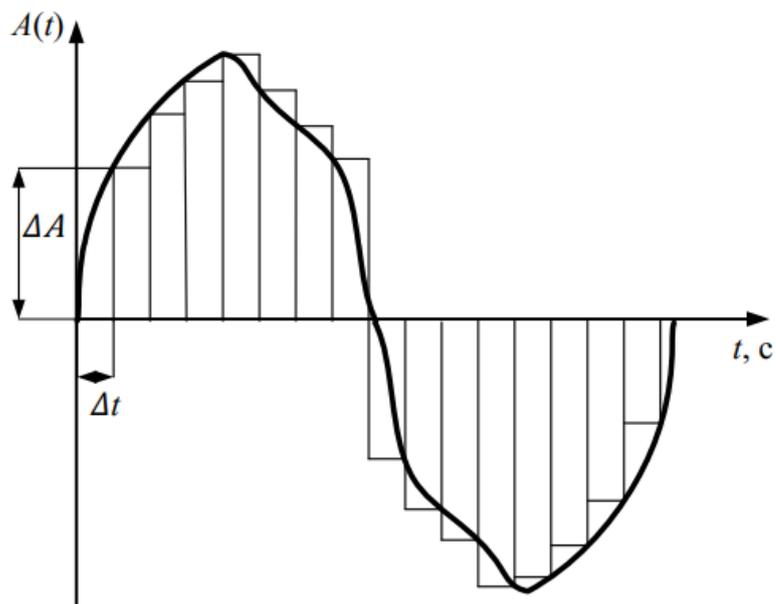


Рисунок 15 – Дискретизация сигнала

Характеристики АЦП:

- разрядность,
- интервал дискретизации,
- частота выборок,
- количество выборок.

Разрядность представляет собой двоичный сигнал.

«В случае p -разрядного АЦП возможно отождествление нахождения сигнала в одном из $m=2^p$ поддиапазонов. Таким образом, с ростом разрядности АЦП растет и точность измерений» [1],[29].

При увеличении величины разрядности повышается точность снятых параметров (рисунок 16).

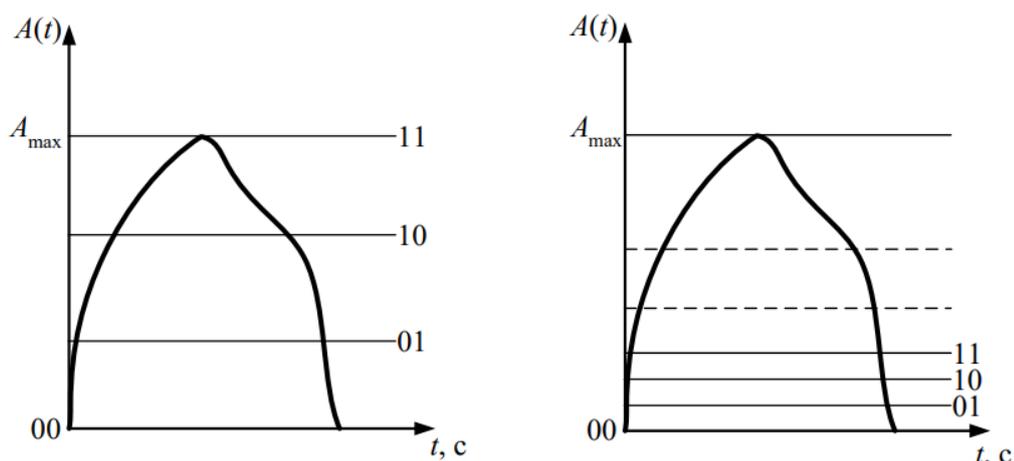


Рисунок 16 – Поддиапазоны АЦП с двумя разрядами (слева) и p -разрядного АЦП

Преобразованные величины передаются в микропроцессор. Расчетным путем микропроцессор определяет мощность в момент времени. Зная период времени, величину мощности в отдельно взятой точке, определяется значение потребленной электрической энергии. Полученные значения сохраняются в запоминающем устройстве.

Ключевые преимущества электронных счетчиков:

- точность,
- функционал,
- надежность,
- гибкость подключения.

Таким образом, наиболее современным решением являются микропроцессорные счетчики, которые имеют большее количество функций.

2.3 Организация учета электрической энергии

Организация учета электрической энергии предполагает выбор:

- расположения установки средств учета, а также их количество на электрических подстанциях и подключения;
- требуемых классов точности;

Проведение учета активной и реактивной составляющей энергии и мощности, соблюдение требуемого качества электроэнергии для расчетов между снабжающей организацией и потребителем проводится исходя из границы балансовой принадлежности (ГБП) электросети (рисунок 17).

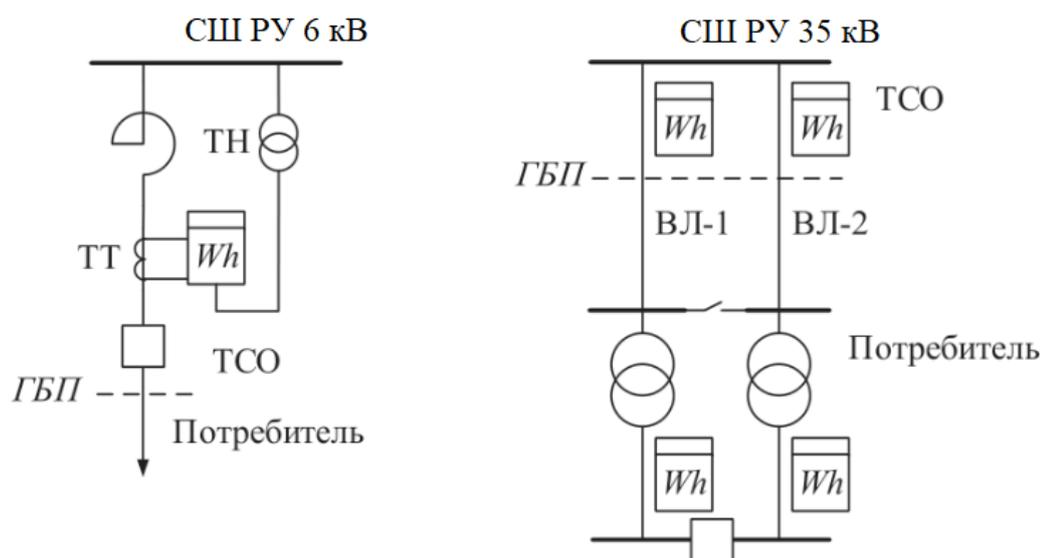


Рисунок 17 – Установка счетчиков электрической энергии

«Установка, эксплуатация и техническое обслуживание расчетных счетчиков, а также счетчиков технического учета, показания которых используются при составлении баланса электроэнергии на энергообъектах, должны осуществляться персоналом энергоснабжающей организации; прочих счетчиков технического учета – персоналом электростанций и предприятий электрических сетей. Эксплуатация средств учета электроэнергии должна

вестись в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов и инструкций заводов-изготовителей.

Эксплуатационное обслуживание средств учета электроэнергии должно выполняться специально обученным персоналом.

При обслуживании средств учета электроэнергии должны проводиться организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности работ в соответствии с действующими правилами безопасности при эксплуатации электроустановок» [16].

2.4 Автоматизация системы учета на подстанции

Автоматизация проводится помимо систем коммерческого учета, также и для систем технического учета.

«Коммерческий учет – процесс измерения объемов электрической энергии и значений электрической мощности, сбора и обработки результатов измерений, формирования расчетным путем на основании результатов измерений данных о количестве произведенной и потребленной электрической энергии (мощности) в соответствующих группах точек поставки, а также хранения и передачи указанных данных» [8].

«Сетевая организация обеспечивает сбор данных коммерческого учета электрической энергии:

- на границах балансовой принадлежности своих электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей;
- производителей электрической энергии и смежных сетевых организаций;
- на границах зоны деятельности гарантирующего поставщика» [8].

«Субъекты розничных рынков:

- потребители электрической энергии;
- гарантирующие поставщики;
- энергосбытовые организации;

- энергоснабжающие организации;
- исполнители коммунальных услуг;
- сетевые организации и иные владельцы объектов электросетевого хозяйства;
- производители (поставщики) электрической энергии, продажа которой не осуществляется на оптовом рынке;
- системный оператор и иные субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах» [8].

«В отличие от АСКУЭ АИИС КУЭ должна быть занесена в Госреестр как средство измерения» [11].

Что касается баланса электрической энергии следует включать следующие учетные показатели:

- объем поступающей электрической энергии на шины подстанции W_{Π} ;
- объем отдаваемой электрической энергии W_0 ;
- количество электрической энергии, затрачиваемой на СН ПС $W_{\text{СН}}$ и хозяйственные нужды $W_{\text{ХН}}$ и производственные нужды $W_{\text{ПН}}$;
- объем потерь электрической энергии в силовых трансформаторах $\Delta W_{\text{тр}}$.

Учетные показатели баланса, за исключением объема потерь электрической энергии в силовых трансформаторах, должны быть определены счетчиками расчетно-технического учета.

Расходуемая электрическая энергия на СН ПС необходима для функционирования подстанции, поддержания процесса выработки, преобразования и распределения электроэнергии.

СН ПС включают в себя:

- охладители трансформаторов;
- обогрев или кондиционирование помещений подстанции и силового электрооборудования;

- вентиляцию помещений;
- освещение территории подстанции и её помещений;
- зарядные и подзарядные устройства аккумуляторов;
- питание оперативных цепей и цепей управления, аппаратуры связи;
- незначительные аварийно-технические работы

Что касается учета реактивной составляющей энергии, то он классифицируется на расчетный и технический.

Технический учет требуется для выполнения задач:

- технико-экономический расчет и анализ установившихся режимов, электропотерь энергии и мощности;
- оптимизация режимов, выбор устройств компенсации реактивной мощности, режима работы данных устройств, мест их размещения.

«Счетчики реактивной энергии устанавливаются в соответствии с порядком контроля за фактическим потреблением или выдачей реактивной электроэнергии, определенным в ПУЭ, а также общими требованиями к местам установки счетчиков реактивной электроэнергии и классам их точности, также определенными в ПУЭ.

Реактивная электроэнергия, генерируемая или потребляемая компенсирующими устройствами, должна учитываться счетчиками класса точности не ниже 2,0» [15].

Погрешности измерений подразделяются на следующие составляющие [4]:

- методические;
- инструментальные
- субъективные.

Для замеров электрических величин в силовых установках, напряжения и токи которых могут повышаться до высоких значений, а также для создания измерительным цепей с дистанционными элементами, автоматизации, преобразования аналоговых величин в дискретные применяются измерительные системы. Данные системы представляют собой совокупность

измерительных, связывающих и вычисляющих компонентов, которые образуют каналы измерений, а также дополнительных устройств, предназначены для:

- изъятия информации о текущей ситуации с использованием измерительных преобразований;
- компьютерной обработки результатов измерений;
- записи и контроля результатов измерений и их обработки.

«При условии стабильной нагрузки и учета электроэнергии интеллектуальными счетчиками электроэнергии можно определить величину потребленной электроэнергии за заданный интервал времени. По этим данным, при отказе любого из счетчиков, в договоре на электроснабжение должен быть определен порядок (методика) расчета потребленной электроэнергии и сроки передачи расчетных сведений при его отказе. Значение ущерба от единичного отказа АИИС КУЭ, в таком случае будет минимальным.

При отказе элемента системы обработки данных сбор данных осуществляется эксплуатационным персоналом непосредственно со счетчиков.

При отказе элемента системы передачи данных используется резервный канал связи» [24].

2.5 Интеллектуальный учет электрической энергии

Интеллектуальный учет включает в себя:

- устройства управления нагрузкой;
- приборы учета;
- аппаратное и программное обеспечения, предоставляющие объем информации для двустороннего управления использованием электрической энергии согласно требованиям сторон, установленных договором.

Основные признаки интеллектуального учета:

- присутствие вспомогательных функций приборов интеллектуального учета, включающие в себя: измерение мощности недлительных периодов, контроль коэффициента мощности, контроль времени, даты и периода провалов и отсутствия напряжения, учет показателей качества электрической энергии;
- автоматическая диагностика счетчиков и присутствие защиты от хищения электрической энергии, а также: запись в журнале событий случаев вскрытия, влияния магнитного поля и других возмущений на счетчик и его входы и выходы;
- наличие функции управления нагрузкой и отправки команд на подачу и отключение электроприборов;
- возможность выбора тарифа в зависимости от характеристики потребления для потребителей и гарантирующих поставщиков электрической энергии;
- внедрение измерений и учета энергоносителей потребителя для снижения расходов на их уплату, создания центра учета энергетических ресурсов [13].

На современном этапе интеллектуальные приборы учета имеют следующие функциональные возможности:

- удаленное предоставление данных учета поставщикам и другим участникам рынка электрической энергии;
- получение удаленного управления поставкой электрической энергии (снижение пиковой нагрузки, возможность отключения);
- возможность «интервальной тарификации»;
- сокращение случаев фальсификации данных потребления электрической энергии;
- контроль качества электрической энергии.

2.6 Структура АИИС КУЭ

В большинстве случаев АИИС КУЭ состоит из трех уровней (рисунок 18).

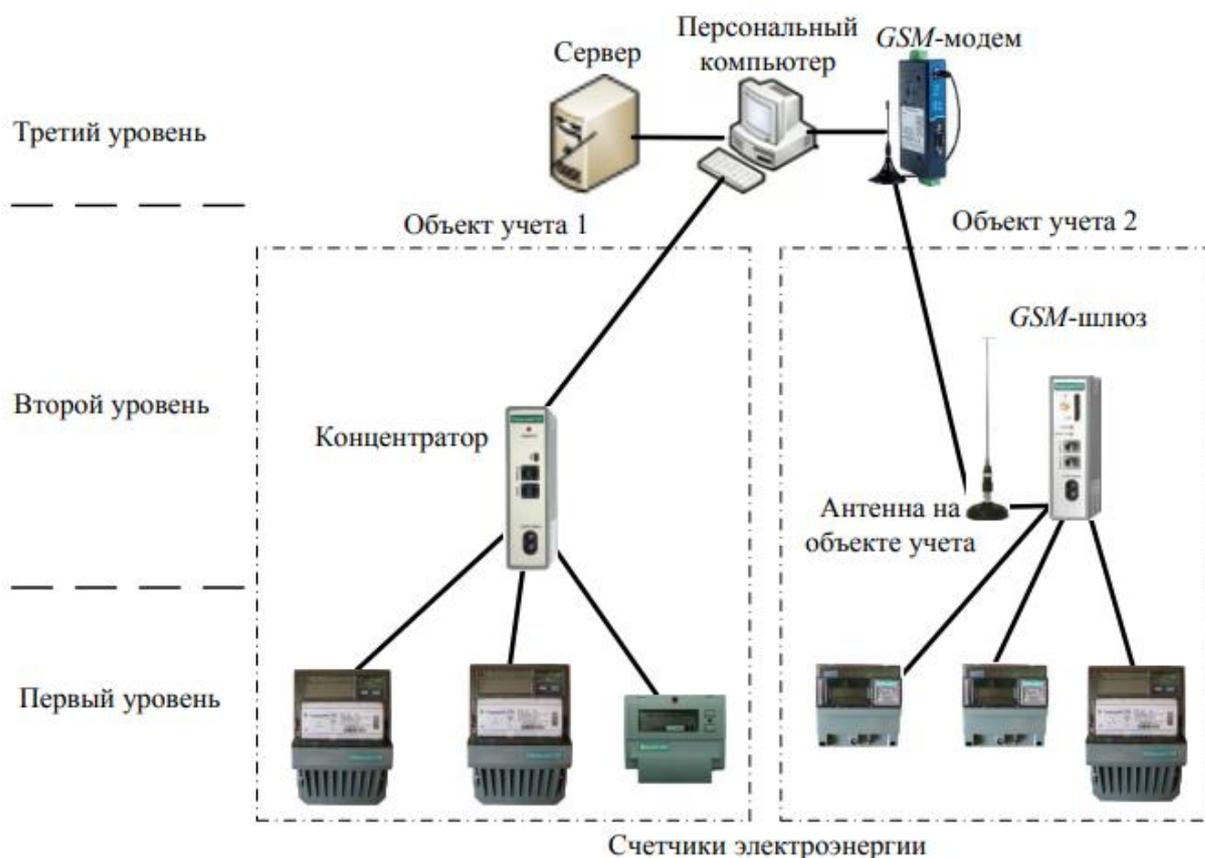


Рисунок 18 – Структура АИИС КУЭ

Первый уровень состоит из:

- счетчиков электрической энергии,
- измерительных трансформаторов тока,
- измерительных трансформаторов напряжения,
- вторичных измерительных цепей.

На первом уровне измеряются параметры потребления электрической энергии в необходимой учетной точке, регистрируются необходимые значения электропотребления, осуществляется их сохранение с помощью

каналов связи. Последние производят передачу измеряемой информации на второй уровень.

Второй уровень состоит из:

- устройств сбора информации,
- устройств передачи информации,

Перед передачей данных на третий уровень, второй уровень выполняет следующие функции:

- сбор и сохранение в независимой от питания памяти устройствах параметров измерения, которые поступают от приборов учета;
- фиксирование и архивирование информационных данных о техническом состоянии приборов учета;
- отправка отчетов о главных количественных и качественных параметрах потребления электрической энергии на уровень выше;
- автоматизированная отправка в диспетчерское управление данных об аварийных и нештатных ситуациях;
- передача данных по проводной сети;
- контроль показаний, снятых с приборов учета;
- сбор информации о состоянии приборов учета;
- автосинхронизация данных между элементами учета.

Третий уровень содержит:

- средства приема данных,
- средства передачи данных,
- автоматизированные рабочие места персонала (АРМ),
- систему обеспечения единого времени (СОЕВ),
- программное обеспечение (ПО),
- серверные,
- локальную сеть.

Третий уровень позволяет собрать и обработать информацию, провести анализ текущего состояния оборудования, получить сводные данные.

СОЕВ необходима для измерения и синхронизации, проведения корректировки времени на основании данных эталона.

«Решение комплекса задач автоматизированным способом прекращается частично в случае отказа одного из уровней системы. Решение комплекса задач автоматизированным способом прекращается полностью в случае отказа одновременно двух уровней системы» [24].

«Для проведения работ при системном анализе могут использоваться следующие инструменты:

- системная карта;
- совещания для обсуждения вопросов по выявленным отклонениям;
- метод экспертных оценок;
- привлечение специалистов в определенной области вопросов энергосбережения из других организаций;
- финансовый анализ и моделирование процессов реализации мероприятий по энергосбережению» [12].

«Технологию проводимой работы по анализу системы управления можно представить как последовательность следующих действий:

- исследование реального состояния системы управления энергосбережением;
- критика реального состояния системы управления энергосбережением;
- перенормирование параметров рассматриваемой системы управления;
- разработка проектных предложений по устранению выявленных отклонений;
- принятие решения по проектным предложениям консультантов и работников предприятия» [12].

Исходя из вышесказанного, применение АИИС КУЭ позволяет достичь следующие цели:

- «автоматизация сбора информации о потреблении электроэнергии абонентами и оперативного её предоставления контрагентам для

- решения технических, технико-экономических и статистических задач на всех уровнях управления энергетического хозяйства предприятия;
- снижение числа аварийных ситуаций и отклонений режимных параметров от допустимых в работе предприятия за счет мониторинга параметров электроснабжения и управления электроснабжением объектов;
 - оптимизация затрат за счет мониторинга и управления электроснабжением, повышения точности и оперативности планирования электроснабжения;
 - предоставление измеренных и рассчитанных данных в режиме реального времени эксплуатирующему персоналу;
 - информационная поддержка оптимизации затрат;
 - обеспечение финансовых расчетов на рынках электроэнергии;
 - снижение коммерческих потерь;
 - сокращение расходов на оплату труда и содержание контролеров для сетевых подразделений» [1],[23].

Требования, предъявляемые к АИИС КУЭ для достижения поставленной цели следующие:

- «получение точной, привязанной к единому астрономическому времени, достоверной и легитимной информации о потреблении электроэнергии и мощности в границах балансовой принадлежности электрических сетей;
- периодическое измерение приращений активной электроэнергии и реактивной мощности на заданном интервале времени;
- периодический и по запросу автоматический сбор измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета;
- объединение данных, полученных от счетчиков, в группы, автоматическое получение отчетов, нахождение объединенных максимумов мощности за произвольные отрезки времени, выведение

- результатов на печать с возможностью построения соответствующих графиков;
- хранение данных об измеренных величинах и служебной информации в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и несанкционированного доступа;
 - формирование актов, ведомостей и прочей отчетной документации по учету электроэнергии за различные периоды времени в определяемых заказчиком системы форматах» [1],[24].

На ПС будут использованы следующие сетевые протоколы: GSM и RS-485.

«Протокол RS-485 использует для передачи информации одну двухпроводную линию связи. Режим передачи – полудуплексный. Скорость передачи данных достигает до 10 Мбит/с. Максимальная дальность зависит от скорости: при 10 Мбит/с максимальная длина линии – 120 м, при 100 кбит/с – 1200 м. Количество устройств, подключаемых к одной линии интерфейса, зависит от типа примененных в устройстве приемопередатчиков. Один передатчик рассчитан на управление 32 приемниками.

Для передачи байтов данных используются те же фреймы, что и в RS-232.

В качестве среды используют кабель на основе витой пары. В условиях повышенных внешних помех применяют кабели с экранированной витой парой, при этом экран кабеля соединяют с защитной «землей» устройства. Сеть должна быть проложена по топологии «шина без ответвлений».

Интерфейс RS-485 использует балансную (дифференциальную) схему передачи сигнала» [1],[25].

«GSM функционирует в частотных диапазонах 824-894 МГц, 1900 МГц. Это лицензируемые диапазоны частот. Скорость передачи данных обеспечивается в пределах от 60 кбит/с до 300 Мбит/с, а расстояние определяется размещением базовых станций сотовой связи. Топология сети

сотовой связи формируется размещением базовых станций, включающих маломощные передатчики.

Преимущество технологии состоит в том, что используется уже существующая инфраструктура. Следует отметить постоянное повышение скорости передачи данных мобильной связи. К основным особенностям коммуникаций с использованием сотовой связи можно отнести:

- установление соединения занимает неопределенное время;
- звонки абонентов могут повлиять на скорость передачи информации и разрыв соединения;
- стоимость абонентской платы и цена организации присоединения к системам сотовой связи не высока, однако организация множества коммуникационных каналов в пределах небольших территорий становится невыгодной» [1],[26].

–

2.7 Этапы внедрения АИИС КУЭ

Ввод в действие АИИС КУЭ включает в себя следующие этапы:

- «этап организационной подготовки, включающий в себя реализацию проектных решений по организационной структуре АИИС КУЭ, обеспечению подразделений, участвующих во внедрении системы, соответствующей нормативно-технической документацией;
- этап комплектации, включающий в себя приобретение серийно выпускаемых изделий согласно спецификации, а также осуществление входного контроля их качества соответствующими службами подрядчика;
- этап строительно-монтажных работ, объем которого определяется проектной документацией;
- этап пусконаладочных работ, включающий в себя автономную наладку вновь установленных технических и программных средств,

- загрузку исходной информации в базу данных и комплексную наладку всех средств системы;
- этап проведения предварительных испытаний, в ходе которого проводится проверка АИИС КУЭ на работоспособность в соответствии с программой испытаний, устранение неисправностей, корректировка эксплуатационной документации;
 - этап опытной эксплуатации, включающий в себя определения фактических значений количественных и качественных характеристик АИИС КУЭ с фиксацией отказов, сбоев, аварийных ситуаций, изменения параметров, документации, замечания эксплуатационного персонала в рабочем журнале, аттестация в Госстандарте России методики выполнения измерений (МВИ) на информационно-измерительный канал (ИИК), сертификация АИИС КУЭ как единичного экземпляра средства измерения с внесением в Госреестр РФ средств измерений, опломбирование средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ с составлением соответствующего акта;
 - этап приемочные испытания, проводящийся в рамках работы приемочной комиссии, определяющей соответствие АИИС КУЭ, согласно разработанной программе и методике испытаний, требованиям технического задания и проектной документации и присвоением класса качества системы;
 - этап временной эксплуатации, включающий в себя мероприятия по устранению замечаний, выявленных во время приемочных испытаний;
 - этап постоянной эксплуатации» [14],[30].

2.8 Требования к безопасности и надежности

Требования безопасности, предъявляемые к АИИС КУЭ, на основании требований нормативных документов следующие:

«Все внешние элементы технических средств АИИС КУЭ, находящиеся под напряжением, имеют защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства занулены (заземлены).

Технические средства АИИС КУЭ устанавливаются так, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

В помещении все металлические конструкции токопроводящих устройств присоединены к контуру заземления. Работу без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них в электроустановках с напряжением до 1000В производят стоя на диэлектрическом коврике, применяя инструмент с изолирующими рукоятками, а также используя диэлектрические перчатки. До начала работ выполняются технические и организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работающих.

Электрические цепи силовых и других линий, а также электроустановки должны быть смонтированы по правилам ПУЭ на напряжение до 1000В и соответствовать ГОСТ 12.1.019-79.

Для питания компьютеров и другой вычислительной техники используется трехпроводная сеть с защитным заземлением и соответствующие розетки и вилки.

Изоляцией токоведущих частей обеспечивается защита от прямого прикосновения.

Защита от косвенного прикосновения обеспечивается заземлением.

Все монтажные работы должны проводиться квалифицированным персоналом» [10],[17].

Оборудование АИИС КУЭ, принимаемое к установке, должно соответствовать следующим требованиям надежности:

- «прочная механическая конструкция;
- защищенность от электрических помех;
- высококачественные компоненты;
- проверенные в эксплуатации электронные блоки;
- полностью проверенное программное обеспечение;

- полный комплект документации на систему;
- отображение сообщений об ошибках;
- быстрая замена дефектных модулей;
- гарантийное и послегарантийное обслуживание» [24].

Выводы по разделу

Таким образом, необходимо при проектировании использовать счетчики на базе микропроцессоров. АИИС КУЭ требуется выполнить трехуровневой, монтаж осуществить поэтапно в соответствии с требованиями нормативно-правовых и законодательных актов, подключить к точкам учета:

- сторона 35 кВ: Питающие линии «Тишерек-Троицкая 1» и «Тишерек-Троицкая 2»;
- сторона 6 кВ: 1 секция шин, 2 секция шин, секционный выключатель 6 кВ;
- сторона 0,4 кВ: учет на СН ПС выполняется на ячейках ТСН 6 кВ.

3 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии подстанции

В данном разделе ВКР будет проводиться создание АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «Троицкая» в объеме вновь вводимого оборудования.

На ПС 35/6 кВ «Троицкая» требуется проводить учет электроэнергии всех входящих и отходящих линий, а также учёт электроэнергии на ТСН. На ПС разрабатывается АИИС КУЭ на данные точки учета:

- сторона 35 кВ: Питающие линии «Тишерек-Троицкая 1» и «Тишерек-Троицкая 2»;
- сторона 6 кВ: 1 секция шин, 2 секция шин, секционный выключатель 6 кВ;
- сторона 0,4 кВ: учет на СН ПС выполняется на ячейках ТСН 6 кВ.

Подключение приборов учета к измерительным цепям предусматривается через переходные испытательные коробки.

«Измерительные цепи счетчиков коммерческого учета подключаются к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения через коробки испытательные переходные. Конструкция коробки обеспечивает возможность пломбирования ее крышки. Помимо этого, испытательная переходная коробка обеспечивает возможность закорачивания вторичных токовых цепей трансформаторов тока, отключения токовых цепей счетчика и цепей напряжения в каждой фазе счетчиков при их замене или проверке, а также включения образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей счетчика ИИК. На крышки коробок наносятся надписи наименований присоединений» [27].

«Разветвительная коробка предназначена для подключения устройств к линии интерфейса RS-422/RS-485 (в частности, для подключения интеллектуальных счетчиков по цифровому интерфейсу RS-422/485), а также для подключения дополнительного электропитания счетчиков.

Разветвительная коробка позволяет:

- производить подключение или замену устройств без разрыва магистральной линии интерфейса;
- выполнять удобный монтаж оборудования;
- устанавливать терминальные резисторы в крайних точках линии интерфейса;
- производить необходимые измерения при наладке системы.

После выполнения монтажных работ разветвительная коробка пломбируется» [29].

«Распределитель канальный РК-2 обеспечивает подключение двух устройств с интерфейсами RS-232 к линии передачи данных стандарта RS422/RS-485.

Распределитель канальный позволяет:

- производить подключение или замену устройств без разрыва магистральной линии интерфейса;
- осуществлять трансляцию линии RS-485 следующему абоненту системы;
- выполнять удобный монтаж оборудования;
- устанавливать терминальные резисторы в крайних точках линии интерфейса;
- производить необходимые измерения при наладке системы.

После выполнения монтажных работ распределитель канальный пломбируется» [28].

«Применяется для удаленного опроса счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-422/485, считывания и хранения показаний счетчиков с привязкой к текущему местному времени соответствующего часового пояса, скорректированному с учетом летнего или зимнего времени, и передачей измеренных значений в АИИС по сети Ethernet.

Основные функции:

- сбор информации со счетчиков электроэнергии;
- предварительная обработка принимаемой информации;

- передача информации на верхние уровни;
- подача команд телеуправления;
- хранение данных (опционально);
- регистрация событий в журнале устройства;
- передача данных на КПК» [26].

АИИС КУЭ на ПС «Троицкая» требуется выполнить трехуровневой иерархической интегрированной автоматизированной системой.

Выходные данные АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «Троицкая» следующие:

- «трехминутные и тридцатиминутные измерения приращений активной и реактивной электроэнергии и мощности по точкам;
- месячные измерения приращений активной и реактивной электроэнергии по точкам учета;
- схема измерений для каждого интервала измерения;
- данные по состоянию технических и программных средств коммерческого учета (журналы событий, статусы работоспособности измерительных каналов);
- данные по состоянию технологического оборудования электрических сетей (относящегося к схеме измерений коммерческого учета);
- данные по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого учета;
- данные по учету электроэнергии с нарастающим итогом» [25].

Первый уровень – информационно-измерительные комплексы точек учета (ИИК ТУ) электроэнергии. «Данная зона выполняет функцию проведения измерений. ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. В его состав входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи» [14].

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ). На уровне ИВКЭ находится устройство сбора и

передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000», производства ООО «Прософт-Системы».

УСПД необходим для:

- «для автоматического с программируемой периодичностью запроса и приема данных приборного учета от группы, подключенных к нему по цифровым интерфейсам счетчиков;
- хранения, накопления и обработки этих данных учета, передачи их по каналу связи на верхний уровень, в центр сбора и обработки данных (ЦСОД) в соответствии с конкретными проектами АСКУЭ;
- передачи в обратном направлении служебных или иных данных, например, синхронизация часов электронных счетчиков.

Принцип работы УСПД основан на преобразовании сигналов измерительной информации (о значениях физических величин) в значения физических параметров, расчете мгновенных и интегральных значений параметров и хранении измеренной и расчетной информации в архивах.

Пульт управления имеет в своем составе ЖК-индикатор и клавиатуру, предназначен для ввода и отображения информации УСПД.

В состав основного блока входят:

- микроконтроллер (микропроцессор),
- буфер адреса и буфер данных,
- статическое ОЗУ,
- часы реального времени,
- ПЗУ.

Рабочий цикл функционирования УСПД представляет собой последовательность операций:

- измерение значений электрических сигналов измерительной информации, поступающей на входы измерительных каналов;
- обработка и преобразование измерительной информации в расчетные и промежуточные величины;
- определение интегральных (средних) значений параметров;

- периодическое архивирование информации;
- тестирование работоспособности УСПД;
- выдача управляющих сигналов по результатам обработки информации или выдача сообщений о происходящих событиях;
- взаимодействие по линиям связи с центром сбора данных;
- опрос цифровых счетчиков электроэнергии (по каналам RS-485)» [1].

Информационный обмен между уровнями ИВКЭ и ИИК ТУ необходимо выполнить по цифровому интерфейсу RS-485.

ИВКЭ необходим для:

- сбора в автоматическом режиме, обработки и хранения информации, переданной по средствам канала связи от ИИК, а также анализ его состояния;
- учета по нескольким тарифами и быстрого контроля электрической энергии и мощности;
- расчета полученных величин по общим каналам измерений;
- ведения журналов событий, сбора параметров электрической сети.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) центра сбора информации ПАО «МРСК Волги» – «Самарские распределительные сети».

Уровень ИИК ТУ состоит из счетчиков электрической энергии по каждой точке учета и трансформаторов тока и напряжения, подключенных к счетчикам.

Трансформаторы тока и напряжения располагаются в КРУН-6 кВ (1, 2 с.ш.), на ОРУ-35кВ.

Счетчики электрической энергии располагаются в ячейках КРУ-6 кВ (1, 2 с.ш.) и в отдельном шкафу рядом со шкафом СКУ в помещении КРУН.

В качестве счетчиков электроэнергии выбраны следующие счетчики производства ФГУП «Нижегородский завод им. М. В. Фрунзе»:

- СЭТ-4ТМ.03М на номинальное напряжение $3 \times (57,7-115) / (100-200) \text{ В}$, класс точности 0,2S/0,5 для присоединений 35 кВ (Т1, Т2);

– СЭТ-4ТМ.03М.01 на номинальное напряжение $3x(57,7-115)/(100-200)$ В, класс точности 0,55/1,0 для присоединений 6 кВ.

Счетчики СЭТ-4-ТМ объединены магистралями RS-485 по одному двупарному кабелю и подключаются к УСПД, расположенному в помещении КРУН, в шкафу СКУ.

Данные АИИС КУЭ передаются на ПТК «Энергосфера» в Центр сбора информации АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Волги»-«Самарские распределительные сети» по каналу GSM связи.

Передача данных осуществляется с помощью роутера IRZ RUN3 и модема IRZ А ТМ2. Также следует установить СОЕВ.

На уровне ИВКЭ находится УСПД «ЭКОМ-3000», производства ООО «Прософт-Системы». Информационный обмен между уровнями ИВКЭ и ИИК ТУ осуществляется по цифровому интерфейсу RS-485. Применение оборудования (Эком-3000 и ПТК Энергосфера) одного производителя обеспечивает гарантированную интеграцию данного оборудования.

Предполагаются следующие режимы работы АИИС КУЭ:

- штатный;
- автономный;
- сервисный.

«В штатном режиме все компоненты АИИС работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии выполняется с заданным классом точности в автоматическом режиме. Сбор, обработка и передача информации, синхронизация системного времени АИИС с единым календарным временем выполняется в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках, о сбоях в работе оборудования ИВКЭ, оборудования передачи информации. Оборудование функционирует круглосуточно, в автоматическом режиме, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

В автономный режим работы АИИС переходит при отказе канала связи. Компоненты АИИС функционируют автономно. ИИК продолжают выполнять

измерение приращений активной и реактивной электроэнергии и сохранять данные в архивах счётчиков глубиной до 113 суток. При восстановлении связи УСПД автоматически выполняет сбор пропущенных данных из ИИК и автоматически выполняет запись в базу данных полученной информации.

Сервисный режим работы предназначен для изменения конфигурации АИИС КУЭ, добавления новых объектов учета, а также при ремонте или замене вышедших из строя компонентов АИИС» [7].

Проведем расчет надежности системы. В качестве исходных данных системы возьмем паспортные данные и технические условия отдельно взятых элементов. Показателями надежности, приведенные в таблице 8, являются следующие:

- время восстановления $T_{\text{в}}$ и наработка на отказ $T_{\text{о}}$ (для восстанавливаемых элементов);
- наработка до отказа $T_{\text{ср}}$ (для невосстанавливаемых элементов);

Таблица 8 – Состав элементов АИИС КУЭ ПС 35/6 «Троицкая»

Элемент	Марка	Восстановление после отказа	Количество	$T_{\text{о}}, 10^5 \text{ ч}$	$T_{\text{сл}}, \text{год}$	$T_{\text{в}}, \text{ч}$
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І-14У2	–	44	40	25	720
	ТОЛ-10-М4-УХЛ2	–	4	40		
	ТШП/0,66	–	2	40		
Трансформатор напряжения	3хЗНОЛП.4-10У2	–	4	4,4		
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	+	50	1,4	30	2
УСПД	ЭКОМ-3000М	+	1	0,75		
GPS-приемник	–	+	1	0,75		
Источник бесперебойного питания (ИБП)	Smart-UPSSUA750i	+	2	2,5	–	1

Рассчитаем показатели надежности на примере ИВКЭ (содержит УСПД и ИБП).

Интенсивность отказа элемента:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_{o.i}}, \quad (10)$$
$$\lambda_{\text{УСПД}} = \frac{1}{75000} = 1,333 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ч}},$$
$$\lambda_{\text{ИБП}} = \frac{1}{25000} = 0,4 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ч}},$$

где $T_{o.i}$ – наработка до отказа i -го элемента, ч.

Общая интенсивность отказа:

$$\lambda_j = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad (11)$$
$$\lambda_{\text{ИВКЭ}} = \lambda_{\text{ИБП}} + \lambda_{\text{УСПД}} = 1,333 \cdot 10^{-5} + 0,4 \cdot 10^{-5} = 1,733 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ч}}$$

Интенсивность восстановления:

$$\eta_i = \frac{1}{T_{в.i}}, \quad (12)$$
$$\eta_{\text{УСПД}} = \frac{1}{2} = 0,5 \frac{1}{\text{ч}},$$
$$\eta_{\text{ИБП}} = \frac{1}{1} = 1 \frac{1}{\text{ч}},$$

Отношение интенсивностей отказа и восстановления:

$$\vartheta_i = \frac{\lambda_i}{\eta_i}, \quad (13)$$
$$\vartheta_{\text{УСПД}} = \frac{\lambda_{\text{УСПД}}}{\eta_{\text{УСПД}}} = \frac{1,333 \cdot 10^{-5}}{0,5} = 2,667 \cdot 10^{-5},$$
$$\vartheta_{\text{ИБП}} = \frac{\lambda_{\text{ИБП}}}{\eta_{\text{ИБП}}} = \frac{0,4 \cdot 10^{-5}}{1} = 0,4 \cdot 10^{-5}.$$

Результирующее отношение интенсивностей отказа и восстановления:

$$\vartheta_j = \sum_{i=1}^n \vartheta_i, \quad (14)$$

$$\vartheta_{\text{ИВКЭ}} = \vartheta_{\text{ИБП}} + \vartheta_{\text{УСПД}} = 0,4 \cdot 10^{-5} + 2,667 \cdot 10^{-5} = 3,067.$$

Время восстановления:

$$T_{\text{в.}j} = \frac{\vartheta_j}{\lambda_j}, \quad (15)$$

$$T_{\text{в.ИВКЭ}} = \frac{3,067 \cdot 10^{-5}}{1,733 \cdot 10^{-5}} = 1,769 \text{ ч.}$$

Наработка на отказ:

$$T_{\text{о.}j} = \frac{1}{\lambda_j}, \quad (16)$$

$$T_{\text{о.ИВКЭ}} = \frac{1}{1,733 \cdot 10^{-5}} = 57703 \text{ ч.}$$

Коэффициент готовности:

$$k_{\text{г.}i} = \frac{T_{\text{о.}j}}{T_{\text{о.}j} + T_{\text{в.}j}}, \quad (17)$$

$$k_{\text{г.ИВКЭ}} = \frac{57703}{57703 + 1,769} = 0,99997.$$

Вероятность безотказной работы за определенный период времени t определяется по формуле:

$$p_j(t) = e^{-\lambda_j t}, \quad (18)$$

$$p_{\text{ИВКЭ}}(24) = e^{-1,733 \cdot 10^{-5} \cdot 24} = 0,99996.$$

Вероятность отказа за период времени t определим по выражению:

$$q_j(t) = 1 - p_j(t), \quad (19)$$

$$q_{\text{ИВКЭ}}(24) = 1 - p_{\text{ИВКЭ}}(24) = 1 - 0,9996 = 0,0004.$$

Вероятности безотказной работы и отказа за время восстановления T_B :

$$p_{\text{ИВКЭ}}(720) = e^{-1,733 \cdot 10^{-5} \cdot 720} = 0,9876,$$

$$q_{\text{ИВКЭ}}(720) = 1 - 0,9876 = 0,0124.$$

Коэффициент оперативной готовности:

$$k_{\text{опг.}j} = k_{г.j} P_j(t), \quad (20)$$

$$k_{\text{опг.ИВКЭ}}(24) = 0,99997 \cdot 0,9996 = 0,9996,$$

$$k_{\text{опг.ИВКЭ}}(720) = 0,99997 \cdot 0,9876 = 0,9876.$$

Расчеты остальных структур представим в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета показателей надежности

Показатель	ИВКЭ	ИИК (50)	СОЕВ	ИИК (1)	АИИС
Время восстановления $T_{в,j}$, ч	1,769	7,349	2	179,479	4,509
Наработка на отказ $T_{о,j}$, ч	57703	2978	2979	98814	1402
Вероятность безотказной работы $p_j(24)$	0,9996	0,9921	0,9921	0,9997	0,9829

Продолжение таблицы 9

Показатель	ИВКЭ	ИИК (50)	СОЕВ	ИИК (1)	АИИС
Вероятность отказа $q_j(24)$	0,0004	0,0079	0,0079	0,0003	0,0171
Вероятность безотказной работы $p_j(720)$	0,9876	0,7851	0,7719	0,9929	0,5979
Вероятность отказа $q_j(720)$	0,0124	0,2149	0,2281	0,0071	0,4021
Коэффициент готовности, $k_{г.i}$	0,99997	0,99749	0,99929	0,99791	0,99691
Коэффициент оперативной готовности, $k_{опг.j}(24)$	0,9996	0,9889	0,9919	0,9979	0,9811
Коэффициент оперативной готовности, $k_{опг.j}(720)$	0,9876	0,7829	0,7209	0,9909	0,5959

В соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001 трансформаторы тока и напряжения имеют среднюю наработку на отказ более 400000 часов и срок службы более 25 лет, что соответствует требованиям надежности.

Что касается счетчиков электрической энергии, время восстановления не должно превышать семь суток, а наработка на отказ – более 35000 часов. Счетчик СЭТ-4ТМ.03М обладает наработкой на отказ 140000 часов, а время восстановления не превышает два часа, что соответствует требованиям надежности.

ИВКЭ имеет среднее восстановление, не превышающее 24 часа, а наработку на отказ более 35000 часов. Соответственно УСПД соответствует требованиям надежности, поскольку наработка на отказ составляет 75000 часов, а время восстановления не превышает два часа.

СОЕВ должна иметь время восстановления менее 168 часов, а коэффициент готовности выше 0,95, что соответствует требованиям надежности.

В таблице 10 представим перечень ИИК точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ ПС «Троицкая» 35/6 кВ, а также устанавливаемые в соответствии с нагрузками трансформаторы тока и напряжения и соответствующие счетчики электрической энергии.

Вторичный ток трансформаторов тока соответственно равен 5 А, класс точности 0,2S и 0,2.

Трансформаторы тока установлены на трех фазах.

Класс точности счетчиков, устанавливаемых на ПС – 0,5S.

В соответствии с выбранным оборудованием на рисунке 19 представлена структурная схема системы АИИС КУЭ.

Таблица 10 – Перечень ИИК точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ ПС «Троицкая» 35/6 кВ

Номер ИИК	Наименование точки подключения	Класс точности счетчика		Трансформатор напряжения			Трансформатор тока		
		Активная энергия	Реактивная энергия	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации
201	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
202	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
203	Ввод 2СШ	0,5S	1,0	0,2	ABC	3000/5	0,2S	ABC	3000/5
204	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
205	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
206	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
207	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
208	Трансформатор напряжения 2СШ	–	–	0,2	ABC	6000/100	–	–	–
209	ДГР 2СШ	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	50/5
210	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
211	ТСН 2СШ	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	50/5
212	СВ 2СШ	–	–	–	–	–	0,2	ABC	2000/5
102	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
103	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5

Продолжение таблицы 10

Номер ИИК	Наименование точки подключения	Класс точности счетчика		Трансформатор напряжения			Трансформатор тока		
		Активная энергия	Реактивная энергия	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации
104	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
105	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
106	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
107	Ввод 1СШ	0,5S	1,0	0,2	ABC	3000/5	0,2S	ABC	3000/5
108	ДГР 1СШ	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	50/5
109	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
110	Трансформатор напряжения 1СШ	–	–	0,2	ABC	6000/100	–	–	–
111	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
112	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5
113	Резерв	0,5S	1,0	0,2	ABC	600/5	0,2S	ABC	300/5

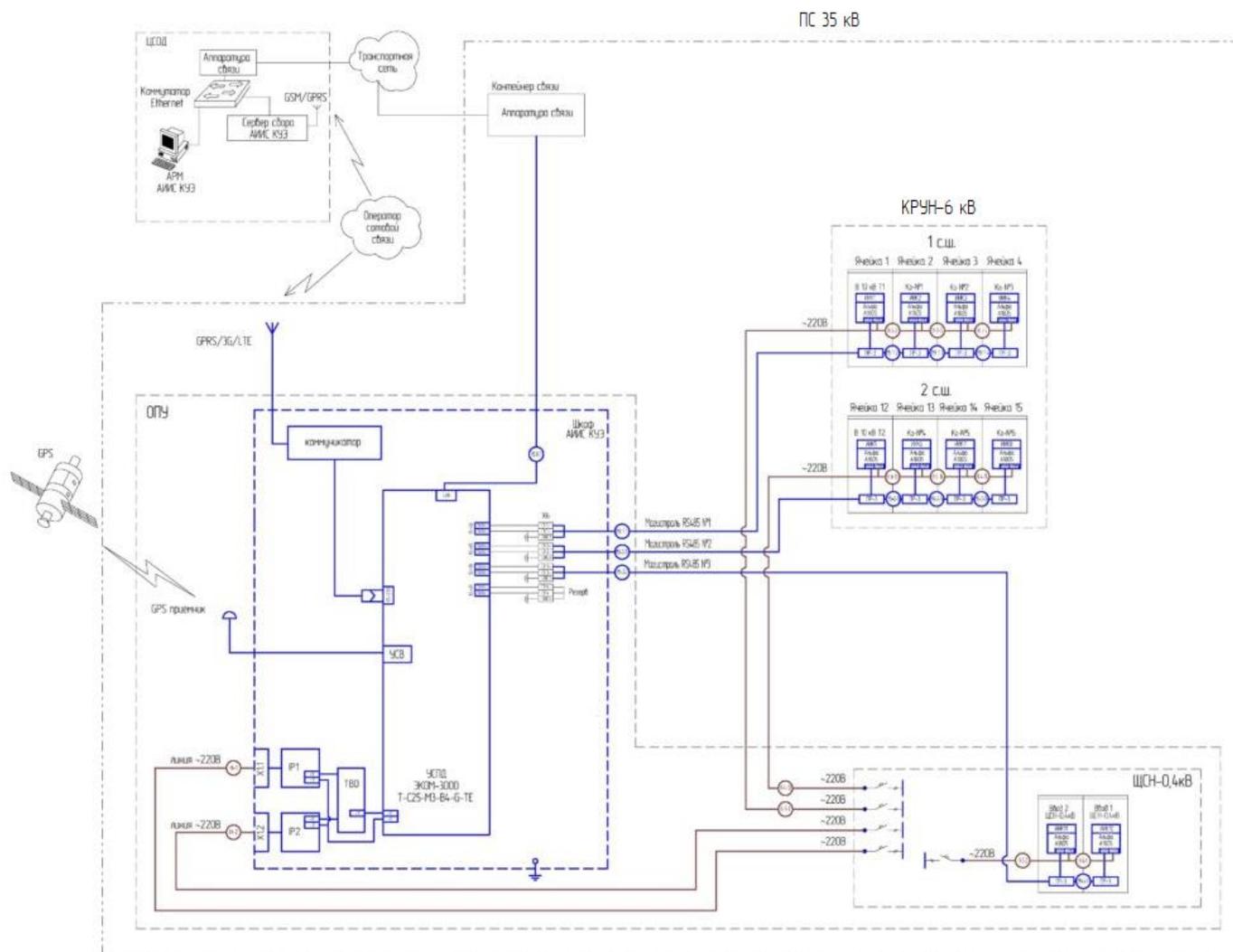


Рисунок 19 – Принципиальная схема АИИС КУЭ ПС 35/6 «Троицкая»

Выводы по разделу

В результате мы выбрали и проверили оборудование АИИС КУЭ, а именно:

- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- счетчики электрической энергии;
- УСПД;
- ИБП.

Данное оборудование соответствует следующим требованиям надежности:

- наработка на отказ;
- время восстановления;
- срок службы;
- коэффициент готовности.

С использованием данного оборудования спроектирована АИИС КУЭ, которая осуществляет технический и коммерческий учет электрической энергии ПС «Троицкая» 35/6 кВ.

Заключение

Довольно важное место в системе электроснабжения на каждом этапе занимает технический и коммерческий учет электрической энергии. Технический учет необходим для оценки и контроля затрачиваемой электрической энергии, а коммерческий для учета денежных затрат и расходов по её использованию. Замена устаревших систем измерения на современные средства автоматизированного учета позволяет повысить достоверность получаемых данных о расходе электрической энергии, а также получать точную информацию о качестве электроэнергии. Поэтому на рассматриваемой ПС принято решение об установке АИИС КУЭ.

Изначально в данной работе проведен анализ реконструируемого объекта исследования. На объекте реконструкции выполняется замена существующего трансформатора на более мощный с установкой второго, замена КРУН-6 кВ, установка трансформатора собственных нужд (ТСН), трансформаторов напряжения на сторонах ВН и НН, установка систем контроля и учета электрической энергии.

Для проведения данного перечня работ был проведен анализ потребителей, их электроэнергетических параметров (максимальные активные мощности, коэффициенты мощности, графики электрических нагрузок, отражающих режим их работы). В результате при реконструкции было принято решение о замене трансформатора мощностью 4 МВА на 10 МВА, с установкой второго силового трансформатора. Далее был анализ силового оборудования ПС, токов КЗ, электрической схемы для дальнейшей оценки возможностей по установке современной АИИС КУЭ.

Для того, чтобы разработать АИИС КУЭ для ПС «Троицкая» 35/6 кВ, был проведен анализ информации касаемой требований к учету электрической энергии, способах его проведения и организации. Далее были рассмотрены основные требования относящиеся к автоматизации системы учета, а также

состав интеллектуальной системы учета электрической энергии, функции данной системы и требуемые функции.

Затем была выбрана структура АИИС КУЭ, определена связь элементов системы, проведен анализ режимов работы на выбранном объекте исследования. В соответствии с этим, были выбраны в соответствии с требованиями нормативно-технической документации типы приборов и средств учета, их количество в АИИС КУЭ, приняты места установки приборов учета и средств измерений, составлены электрическая и структурная схемы подключения данных приборов.

На заключительном этапе работы был проведен расчет эффективности внедрения АИИС КУЭ. В результате проведенного расчета, мы получили, что выбранное оборудование соответствует следующим требованиям надежности (наработка на отказ, время восстановления, срок службы, коэффициент готовности).

Список используемых источников

1. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии [Электронный ресурс] : Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева. URL: https://www.nttu.ru/frontend/web/ngtu/files/org_structura/instit_fakul_kaf_shkoly/ips/novye_vozmozhnosti_dlya_kazhdogo/cifrovye_el-energ_sistemy/mu_avtomatizaciya_sistem_elektrosnabzheniya.pdf (дата обращения: 23.03.2024).
2. Бохмат И. С, Воротницкий В. Э., Татаринов Е. П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах // Электрические станции. 2018. № 9.
3. Бурман А. П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем. М. : МЭИ, 2019. 335 с.
4. Вострокнутов Н. Н. Устройство, свойства погрешности и поверка современных счетчиков электрической энергии. М.: Академия стандартизации, метрологии и сертификации, 2016. 108 с.
5. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (СТ СЭВ 3916-82). Взамен ГОСТ 14209-69; введ. 1985–07–01.– М. : Стандартиформ, 2009. – 37 с. [Электронный ресурс]. <http://docs.cntd.ru/document/gost-14209-85> (дата обращения 15.03.2024).
6. Гуртовцев А. Н. Современные принципы автоматизации энергоучета в энергосистемах // Новости электротехники, 2019. №18. С. 60–66.
7. Еловенков Д. Н. Система коммерческого учета электроэнергии // Технологическая кооперация науки и производства: Новые идеи и перспективы развития. Сборник статей Международной научно-практической конференции. Уфа: Аэтерна, 2019. С. 11-14.
8. Коммерческий учет электроэнергии [Электронный ресурс] Официальный ПАО «Россети Центр». URL: <https://www.mrsk-1.ru/customers/services/custody/> (дата обращения: 23.03.2024).

9. Конюхова Е. А. Электроснабжение. М.: Издательский дом МЭИ, 2019. 510 с.
10. Костенко Е. М. Электрооборудование и средства автоматизации. Монтаж, техническое обслуживание и ремонт. М.: НЦ ЭНАС, 2019. 320 с.
11. Лыкин А. В. Учет и контроль электроэнергии. Конспект лекций: учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. 171 с.
12. Матюнина Ю. В., Кудрин Б. И., Жилин Б. В. Электроснабжение потребителей и режимы. М.: Издательский дом МЭИ, 2019. 412 с.
13. Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс] : Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 г. N 1523-р. URL: <https://docs.cntd.ru/document/565068231> (дата обращения 13.11.2023).
14. Ожегов А. Н. Системы АСКУЭ: учебное пособие. М. : Киров: ВятГУ, 2006. 102 с.
15. Основы работоспособности технических систем : учебное пособие для вузов / А. Т. Лебедев, А. В. Захарин, П.А. Лебедев, и др.; Ставропольский государственный аграрный университет. Ставрополь, 2019. 83 с.
16. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 28.09.2023) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».
17. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Ольшанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. 104 с.
18. Рожкова Л. Д., Корнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. 2-е изд., стер. М. : Издательский центр «Академия», 2005. 448 с.
19. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок [Электронный ресурс] : Руководящий технический материал утв. техническим циркуляром ВНИПИ Тяжпромэлектропроект от 30.07.1992 N 359-92. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032239> (дата обращения: 23.03.2024).

20. СО 34.35.311-2004 Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях [Электронный ресурс] : Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» от 13.02.2004. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200037971> (дата обращения 13.11.2023).

21. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]: Свод правил. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 увт. Приказом Минстроя России от 07.11.2016 N 777/пр. URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 23.03.2024).

22. СТО 56947007-29.240.043-2010 Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов [Электронный ресурс] : Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.04.2010. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088409> (дата обращения 13.11.2023).

23. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 N 102-ФЗ (последняя редакция).

24. Федеральный закон об энергосбережении – 10 лет в действии [Электронный ресурс] : Региональная энергетика и энергосбережение: РЭЭ. URL: <https://energy.s-kon.ru/zdorovye-glavniy-prioritet-kompanii-enel-rossiya-2-2-2-2-2/> (дата обращения 13.11.2023).

25. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 23.11.2009 №261 (ред. от 26.01.2020). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/ (дата обращения 13.11.2023).

26. Folasade M. Dahunsi, Sodiq O. Eniola, Akinlolu A. Ponnle, Olaide A. Agbolade, Charles N. Udekwe, Adegoke O. Melodi. A Review of Smart Energy Metering System Projects // Jurnal Elektronika dan telekomunikasi. Vol. 21, №1. 2021. p. 70-78.

27. Giulio Giaconi, Deniz Gündüz, Deniz Gündüz, H. Vincent Poor, H. Vincent Poor. Privacy-cost trade-offs in smart electricity metering systems // IET SMART GRID, Volume 3, Issue 5, October 2020, p. 596-604.

28. Mahmoud M. Badr, Mohamed I. Ibrahim, Hisham A. Kholidy, Mostafa M. Fouda, Muhammad Ismail. Review of the Data-Driven Methods for Electricity Fraud Detection in Smart Metering Systems // Energies, Vol. 16, №6. p. 2852.

29. Nils Kroener, Kevin Förderer, Manuel Lösch, Hartmut Schmeck. State-of-the-Art Integration of Decentralized Energy Management Systems into the German Smart Meter Gateway Infrastructure // Applied Sciences. Vol. 10, №11. 2020. p.3665.

30. Silvia Vitiello, Nikoleta Andreadou, Mircea Ardelean, Gianluca Fulli. Smart Metering Roll-Out in Europe: Where Do We Stand? Cost Benefit Analyses in the Clean Energy Package and Research Trends in the Green Deal // Energies. Vol. 15, №7. 2022. p.2340.