МИНИСТЕРСВО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

ДОПУЩЕН к защите

Зав. кафедрой

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

НА ТЕМУ: «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РАССРЕДОТОЧЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ XXX РАЙОНА»

Выполнил

Руководитель

Исходные данные Таблица 1

№ п.п.	Наименование	шифр	Дневной максимум			Вечерний максимум		
			$P_д$, кВт	$Q_д$, квар	$S_д$, кВА	$P_в$, кВт	$Q_в$, квар	$S_в$, кВА
ТП №1								
1	Сельский жилой дом (квартира) с плитой на газе, жидком или твердом топливе	604	0,9	0,4	0,984	2,5	0,9	2,657
2	Жилой дом с электроплитой и электроводонагревателем	617	2,1	1,2	2,418	5	2,32	5,512
3	Кумысный цех на 1-2 тыс л/сутки	338	12	10	15,62	12	10	15,62
4	Столовая с электронагревательным оборудованием на 35 мест	540	20	10	22,36	10	4	10,77
5	Баня на 20 мест	561	8	5	9,433	8	5	9,433
6	Спальный корпус школы на 50 мест	508	5	0	5	8	0	8
7	Мяльно-трепальный цех 4 т/смену	360	30	25	39,051	3	0	3
8	Овощекартофелехранилище на 300-600 т	314	5	3	5,83	2	0	2
9	Гречерушка	352	3	2	3,605	1	0	1
10	Дробилка кормов КМД-2	188	30	25	39,051	0	0	0
11	Оборудование для гранулирования травянной муки ОГМ-0,8А	177	50	45	67,268	50	45	67,268
12	Склад концентрированных кормов с дробилкой ДКУ-2	328	25	23	33,97	1	0	1
13	Котельная с котлами КВ-300М или Д721	383	5	4	6,403	5	4	6,403
14	Спальный корпус школы на 80 мест	509	8	0	8	15	0	15
15	Детские ясли-сад с электроплитой на 140 мест	517	30	9	31,32	20	6	20,88

16	Жилой дом с электроплитой и электроводонагревателем	615	1,7	1,07	2,008	4	2,05	4,494
17	Фельдшерско-акушерский пункт	536	4	0	4	4	0	4
18	Детские ясли-сад с электроплитой на 140 мест	517	30	9	31,32	20	6	20,88
19	Начальная школа на 160 учащихся	502	11	0	11	4	0	4
20	Клуб со зрительным залом на 300-400 мест	526	6	3	6,708	18	10	20,591
21	Смешанный ассортимент на 6-10 мест	553	4	0	4	4	0	4
22	Пункт технического обслуживания машин и оборудования на фермах	371	10	7	12,206	5	4	6,403
23	Столовая с электронагревательным оборудованием на 50 мест	541	35	15	38,078	15	5	15,811
24	Столовая с электронагревательным оборудованием и с электроплитой на 50 мест	545	50	20	53,851	20	10	22,36
ТП №2 (ст. малая Донская)								
1	Птичник на 7 тыс. молодняка	152	10	5	11,18	10	4	10,77
2	Жилой дом с электроплитой и электроводонагревателем	613	1,3	0,92	1,592	3	1,75	3,473
3	Столовая с электронагревательным оборудованием и с электроплитой на 100 мест	547	70	35	78,262	45	20	49,244
4	Столовая с электронагревательным оборудованием и с	547	70	35	78,262	45	20	49,244

	электроплитой на 100 мест							
5	Жилой дом с электроплитой и электроводонагревателем	618	2,6	1,32	2,915	6	2,45	6,48
6	Откорм свиней на 4000	1	75	65	99,247	45	40	60,207
7	Репродуктивная свиноферма на 200 маток	20	65	55	85,146	35	25	43,011
8	Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электроводонагревателем на 400 коров	110	45	33	55,803	45	33	55,803
9	Магазин на 4 рабочих места, промтоварный	552	6	0	6	6	0	6
10	Производство молока 200 коров	22	35	30	46,097	25	20	32,015
11	Столовая с электронагревательным оборудованием и с электроплитой на 35 мест	544	35	15	38,078	15	5	15,811
12	Административное здание (контора колхоза-совхоза) на 70 рабочих мест	520	35	25	43,011	15	0	15
13	Баня на 20 мест	561	8	5	9,433	8	5	9,433
14	Репродуктивная свиноферма на 400 маток	21	90	80	120,415	50	40	64,031
15	Инкубаторий на 10 инкубаторов	169	80	0	80	80	0	80
ТП №3 (ст. Донская)								
1	Репродуктивная свиноферма на 200 маток	20	65	55	85,146	35	25	43,011
2	Откорм свиней на 10000	4	240	210	318,904	120	105	159,452
3	Откорм свиней на 4000	1	75	65	99,247	45	40	60,207
4	Мельница с	347	17	13	21,4	1	0	1

	жерновым поставом 8/4							
5	Репродуктивная свиноферма на 400 маток	21	90	80	120,415	50	40	64,031
6	Откорм свиней на 6000	2	120	105	159,452	65	60	88,459
7	Откорм свиней на 4000	1	75	65	99,247	45	40	60,207
8	Гараж с профилакторием на 60 автомашин	377	45	40	60,207	20	16	25,612
9	Участковая ветеринарная лечебница	201	20	10	22,36	10	4	10,77

Определение места расположения трансформаторной подстанции. Выбор конфигурации сети 0,38 кВ. Определение координат центра электрических нагрузок

Потребительские трансформаторные подстанции следует располагать в центре электрических нагрузок. Если нет возможности установить трансформаторную подстанцию в расчетном месте, то ее необходимо установить в том месте, которое максимально приближено к центру электрических нагрузок.

Координаты центра электрических нагрузок определяются по формулам

$$x = \frac{\sum S_i \cdot x_i}{\sum S_i} \qquad (1),$$

$$y = \frac{\sum S_i \cdot y_i}{\sum S_i} \qquad (2),$$

где S_i – полная расчётная мощность на вводе i-го потребителя, кВА;

x_i y_i – координаты i-го потребителя.

Координаты потребителей низковольтной сети заносятся в табл. 2

Таблица 2

Координаты потребителей низковольтной сети

Код потребителя	Координата X	Координата Y
ТП №1		
П №1 (604)	24	368
П №2 (617)	50	368
П №3 (338)	77	368
П №4 (540)	154	377
П №5 (561)	189	377
П №6 (508)	225	377
П №7 (360)	259	376
П №8 (314)	316	350
П №9 (352)	357	268
П №10 (188)	285	296
П №11 (177)	225	296
П №12 (328)	166	295
П №13 (383)	36	294
П №14 (509)	96	294
П №15 (517)	97	208
П №16 (615)	447	367
П №17 (536)	430	206
П №18 (517)	359	105
П №19 (502)	327	105
П №20 (526)	294	105
П №21 (553)	262	105
П №22 (371)	230	105
П №23 (541)	197	105
П №24 (545)	166	105
ТП №2 (ст. малая Донская)		
П №1 (152)	64	174
П №2 (613)	94	257
П №3 (547)	214	256
П №4 (547)	314	257
П №5 (618)	419	211
П №6 (1)	421	303
П №7 (20)	351	173
П №8 (110)	113	173
П №9 (552)	113	105

П №10 (22)	113	76
П №11 (544)	372	124
П №12 (520)	402	123
П №13 (561)	434	124
П №14 (21)	351	105
П №15 (169)	352	77
ТП №3 (ст. Донская)		
П №1 (20)	262	416
П №2 (4)	159	411
П №3 (1)	201	304
П №4 (347)	124	202
П №5 (21)	52	311
П №6 (2)	314	217
П №7 (1)	365	216
П №8 (377)	130	77
П №9 (201)	467	230

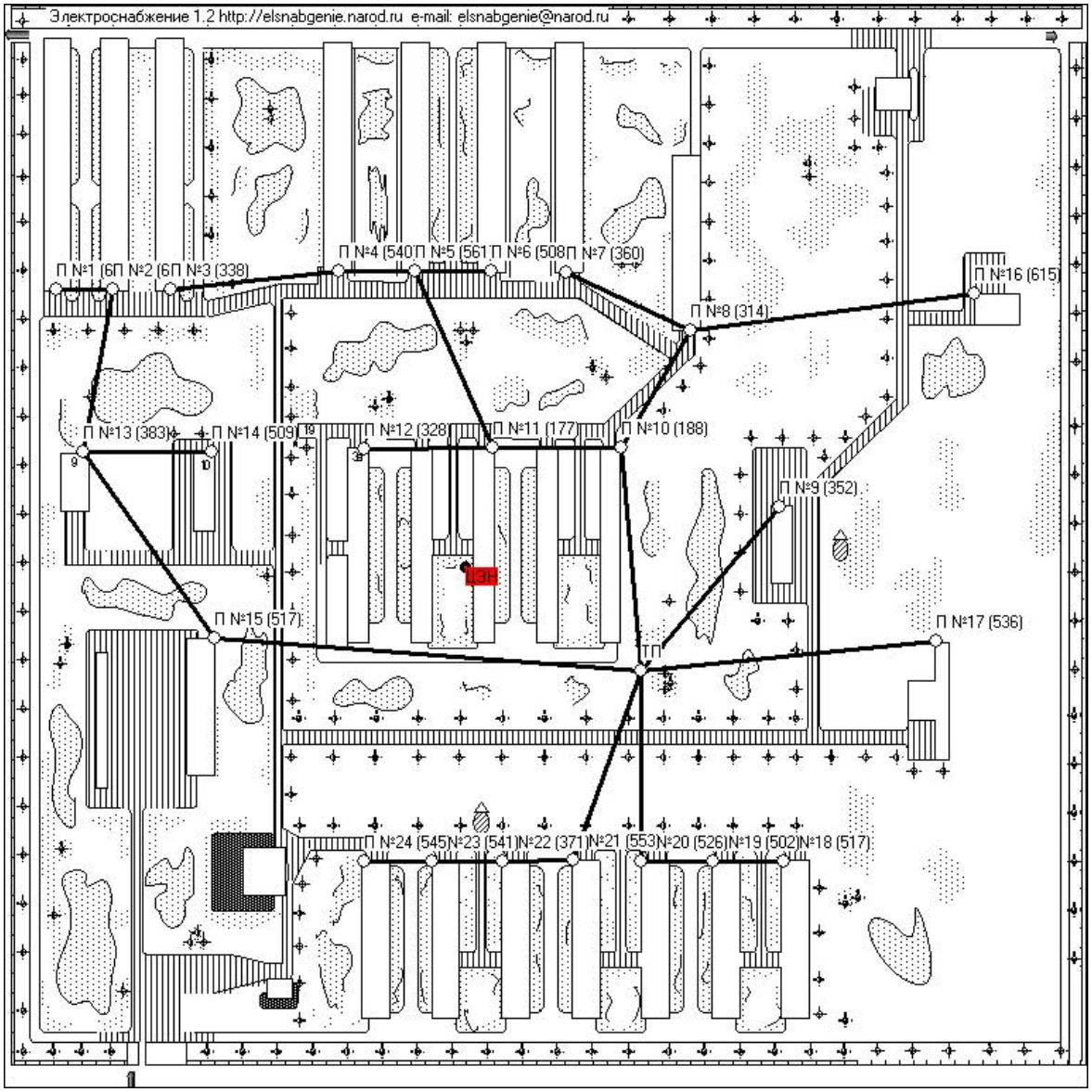
Центы электрических нагрузок низковольтных сетей представленны в следующей таблице 3 для каждой ТП

Таблица 3

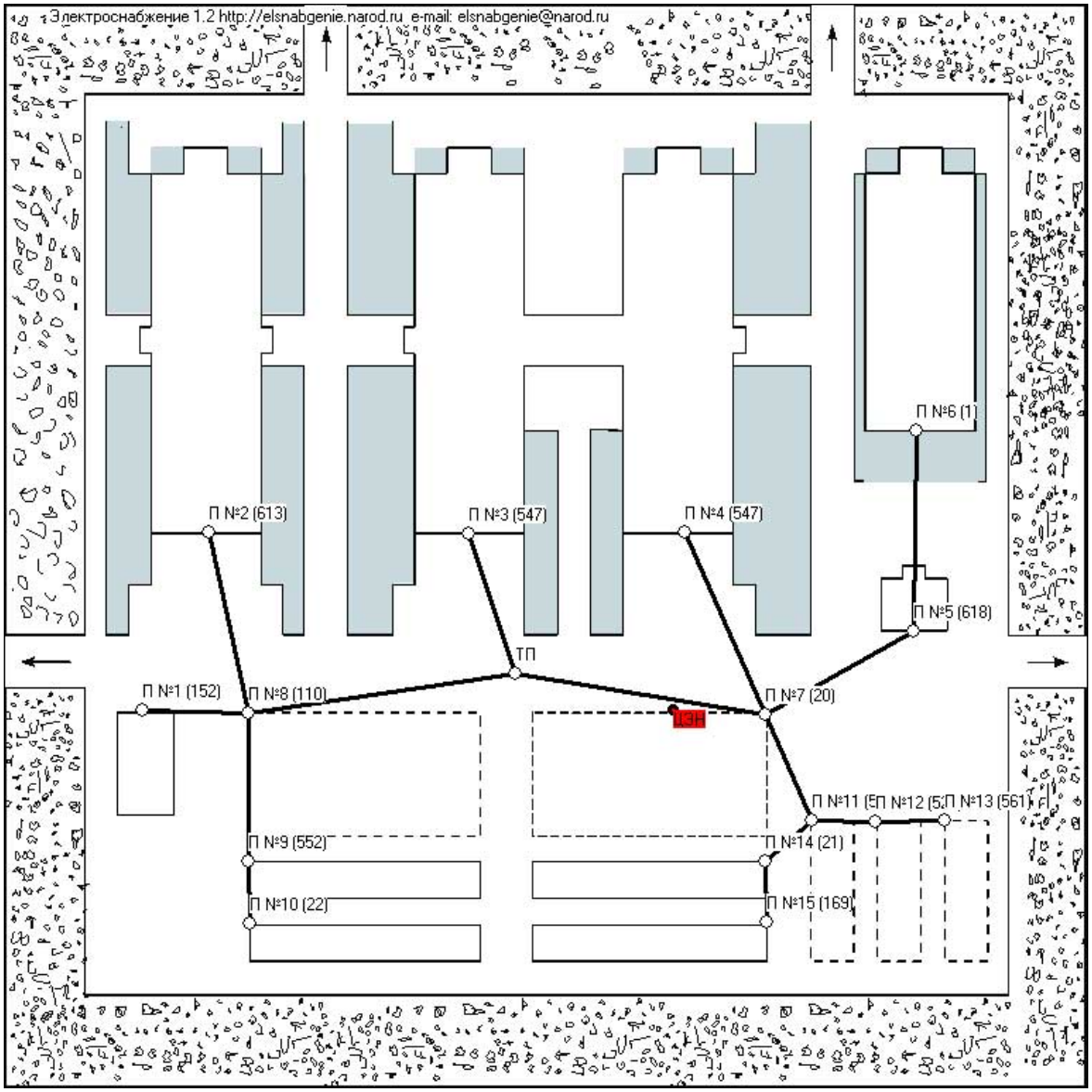
Центры электрических нагрузок

№ ТП (наименование)	ЦЭН Координата X	ЦЭН Координата Y
ТП №1	213,024	240,052
ТП №2 (ст. малая Донская)	308,748	174,319
ТП №3 (ст. Донская)	209,288	308,446

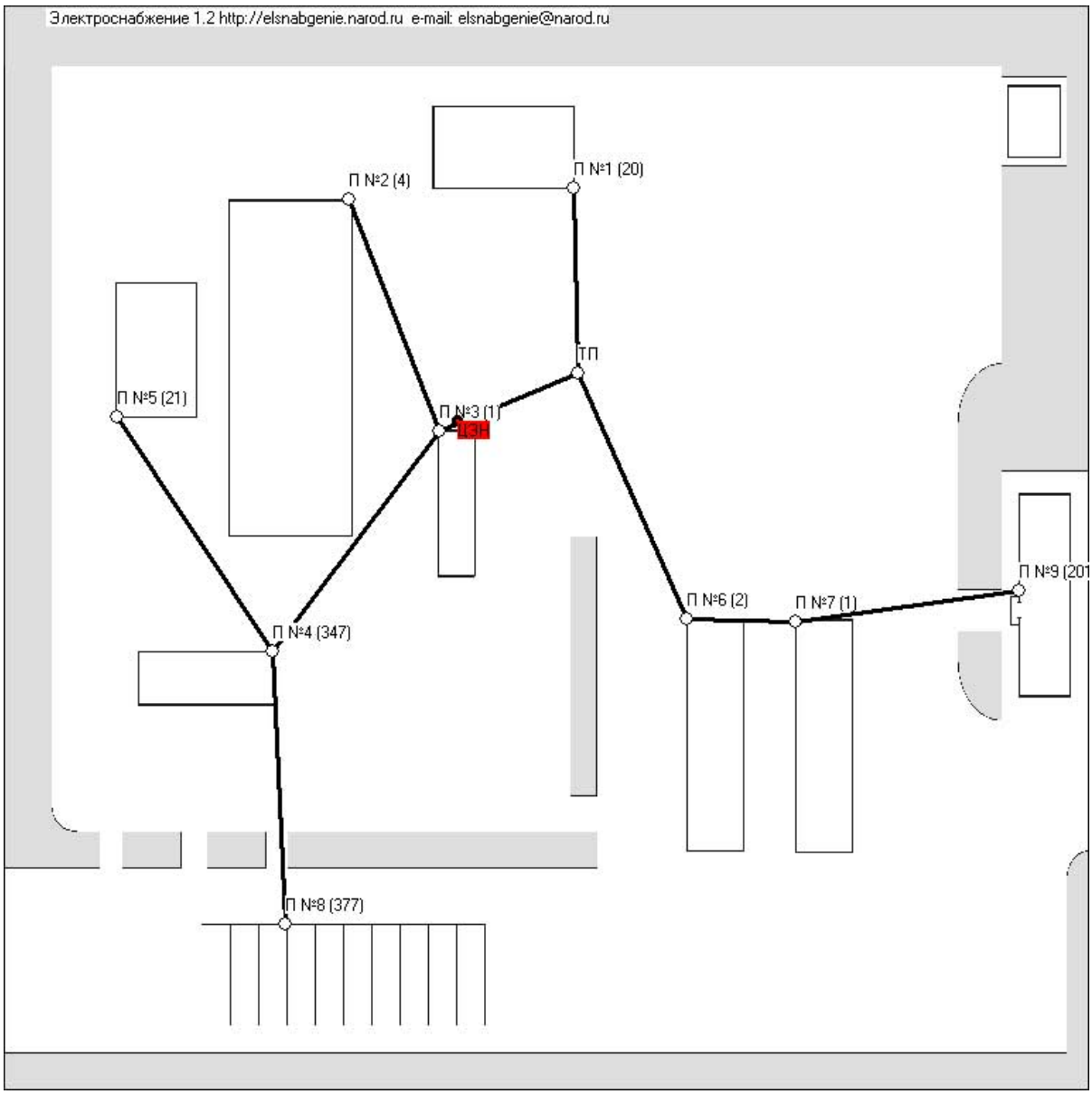
ТП1


Электроснабжение 1.2 http://elsnabgenie.narod.ru e-mail: elsnabgenie@narod.ru
П №1 (6
П №2 (6
П №3 (338)
П №4 (540
П №5 (561
П №6 (508
П №7 (360)
П №8 (314)
П №16 (615)
П №13 (383)
П №14 (509)
П №12 (328)
П №11 (177)
П №10 (188)
П №9 (352)
ДЗН
П №15 (517)
ТП
П №17 (536)
П №24 (545
№23 (541
№22 (371
№21 (553
№20 (526
№19 (502
№18 (517)

ТП2


Электроснабжение 1.2 http://elsnabgenie.narod.ru e-mail: elsnabgenie@narod.ru
П №6 (1)
П №2 (613)
П №3 (547)
П №4 (547)
П №5 (618)
ТП
П №1 (152)
П №8 (110)
П №7 (20)
ДЗН
П №11 (5
П №12 (5
П №13 (561)
П №9 (552)
П №14 (21)
П №10 (22)
П №15 (169)

ТП3



Определение электрических нагрузок сети 0,38 кВ

Определение нагрузок производится для каждого участка сети. Если расчетные нагрузки отличаются по величине не более чем в четыре раза, то их суммирование ведется методом коэффициента одновременности, в противном случае суммирование нагрузок ведется методом надбавок по формулам

$$P_p = \Delta P_{\max} + \sum P_i \qquad (3)$$

$$Q_p = \Delta Q_{\max} + \sum Q_i \qquad (4)$$

где P_{max};Q_{max} – наибольшие из суммируемых нагрузок, кВт, квар;

ΔP_i, ΔQ_i – надбавки от i-х нагрузок, кВт, квар.

Результаты приведены в табл.4.

Таблица 4

Расчёт нагрузок сети 0,38 кВ

Участок сети	Рд, кВт	Qд, квар	Sд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Sв, кВА
ТП №1						
617 - 604	0,9	0,4	0,984	2,5	0,9	2,657
383 - 617	2,7	1,5	3,088	6,5	2,92	7,125
540 - 338	12	10	15,62	12	10	15,62
561 - 540	27,3	16	31,643	18	12,4	21,857
561 - 508	5	0	5	8	0	8
177 - 561	35,1	19	39,912	27,6	15,4	31,605
383 - 509	8	0	8	15	0	15
517 - 383	12,2	4,9	13,147	20,7	5,8	21,497
ТП - 517	37,9	12	39,754	33,2	9,6	34,56
314 - 360	30	25	39,051	3	0	3
314 - 615	1,7	1,07	2,008	4	2,05	4,494
177 - 328	25	23	33,97	1	0	1
188 - 177	89,2	71,2	114,131	68,3	54,8	87,566
188 - 314	34,2	27,7	44,01	6,6	2,05	6,911
ТП - 188	131	104,6	167,636	72,5	56,3	91,792
541 - 545	50	20	53,851	20	10	22,36
371 - 541	72,8	29,2	78,437	29,2	13	31,963
553 - 371	78,8	33,4	85,586	32,2	15,4	35,693
ТП - 553	81,2	33,4	87,8	34,6	15,4	37,872
502 - 517	30	9	31,32	20	6	20,88
526 - 502	36,7	9	37,787	22,4	6	23,189
ТП - 526	40,3	10,8	41,722	33,6	13,6	36,248
ТП - 536	4	0	4	4	0	4
ТП - 352	3	2	3,605	1	0	1
ТП №2 (ст. малая Донская)						
618 - 1	75	65	99,247	45	40	60,207
520 - 561	8	5	9,433	8	5	9,433
544 - 520	39,8	28	48,662	19,8	5	20,421
21 - 169	80	0	80	80	0	80
544 - 21	145	80	165,604	114	40	120,813
20 - 544	188,1	105	215,421	132,4	44,8	139,774
20 - 547	70	35	78,262	45	20	49,244
20 - 618	76,8	65,9	101,198	48,6	41,5	63,907
ТП - 20	334,2	207,8	393,535	218,6	101	240,804
552 - 22	35	30	46,097	25	20	32,015
110 - 552	38,6	30	48,887	28,6	20	34,899
110 - 152	10	5	11,18	10	4	10,77
110 - 613	1,3	0,92	1,592	3	1,75	3,473
ТП - 110	77,7	55,6	95,543	71,2	49,1	86,488
ТП - 547	70	35	78,262	45	20	49,244
ТП №3 (ст. Донская)						
347 - 377	45	40	60,207	20	16	25,612

1 - 4	240	210	318,904	120	105	159,452
ТП - 20	65	55	85,146	35	25	43,011
347 - 21	90	80	120,415	50	40	64,031
1 - 347	128,2	82,5	152,451	63,1	49,8	80,384
ТП - 1	384,2	312,3	495,117	194	165,5	255,002
1 - 201	20	10	22,36	10	4	10,77
2 - 1	87,5	71	112,682	51	42,4	66,323
ТП - 2	182	154,4	238,669	99,7	88,8	133,512

Суммирование нагрузок ведётся методом надбавок или коэффициента одновремённости аналогично и результаты расчётов заносятся в табл.5

Таблица 5

Расчёт нагрузок на ТП

Номер ТП	Рд, кВт	Qд, квар	Sд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар	Sв, кВА
ТП №1	849	463,17	967,123	495,9	251,62	556,084
ТП №2 (ст. малая Донская)	1249,5	748,22	1456,393	894,2	412,15	984,612
ТП №3 (ст. Донская)	1241,9	1015,2	1604,04	642,8	536,5	837,271

Определение места расположения распределительной трансформаторной подстанции. Конфигурация сети высокого напряжения и определение величины высокого напряжения

Распределительные, как и потребительские трансформаторные подстанции следует располагать в месте, которое максимально приближено к центру электрических нагрузок. Координаты центра электрических нагрузок определяются аналогично сети 0,38 кВ.

Таблица 6

Координаты потребителей низковольтной сети

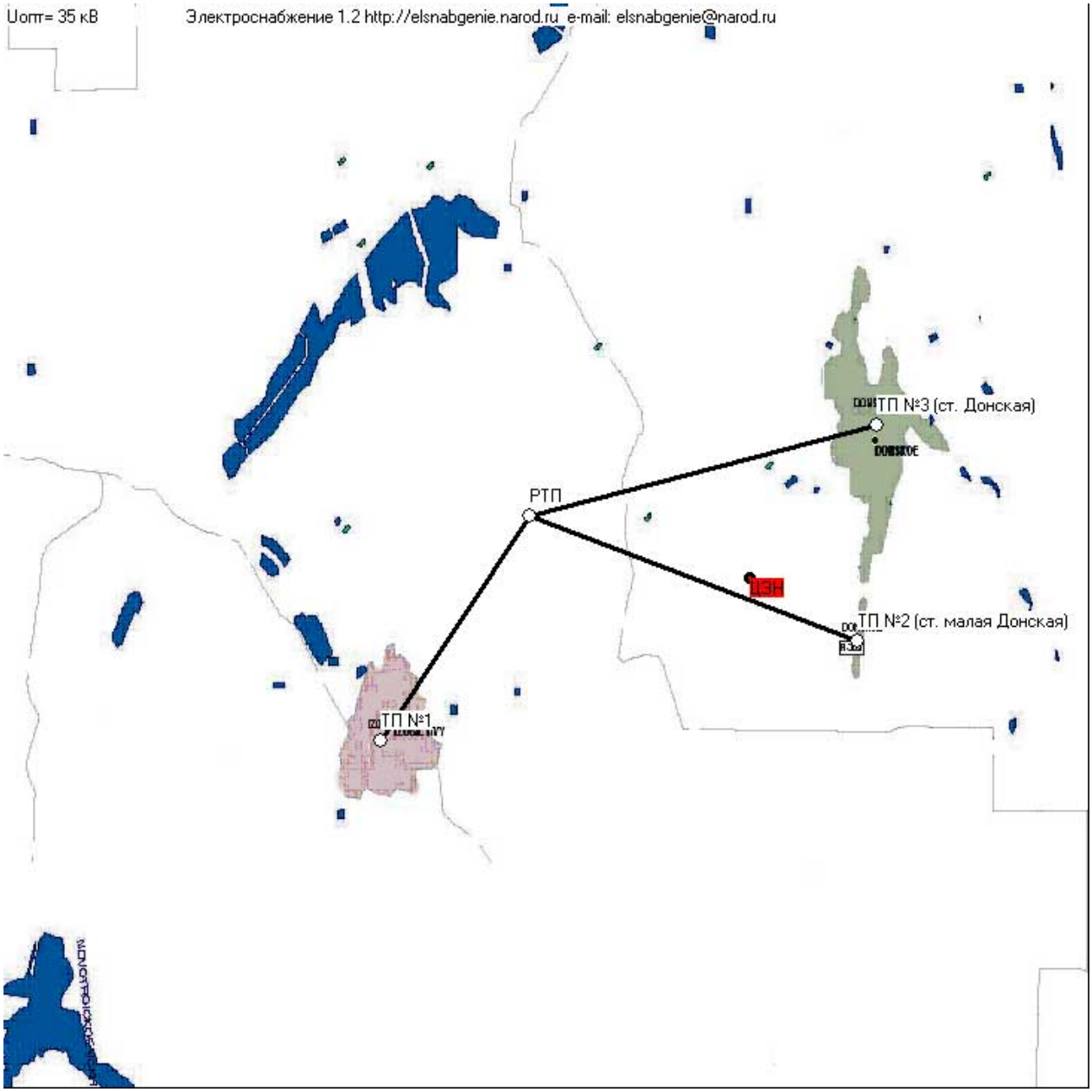
ТП	Координата X	Координата Y
ТП №1	3,5	3,2
ТП №2 (ст. малая Донская)	7,9	4,1
ТП №3 (ст. Донская)	8	6,1

Центр электрических нагрузок высоковольтной сети имеет следующие координаты:

X=6,882 км

Y=4,679 км

Схема ВВ сети



Определение нагрузок в сети высокого напряжения

Нагрузки определяются для каждого участка сети. Если расчётные нагрузки отличаются по величине не более чем в четыре раза, то их

суммирование ведётся методом коэффициента одновремённости по формулам

$$P_p = \kappa_o \cdot \sum_{i=1}^{n} P$$
$$Qp = \kappa_o \cdot \sum_{i=1}^{n} Q \qquad (5,6)$$

где κ_o – коэффициент одновремённости ($\kappa_o=0,7$);

В противном случае суммирование нагрузок ведется методом надбавок по формулам

$$P_p = P_{\max} + \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i , \qquad (7)$$

$$Q_p = Q_{\max} + \sum_{i=1}^{n} \Delta Q_i , \qquad (8)$$

где $P_{\max}$; $Q_{\max}$ – наибольшие из суммируемых нагрузок, кВт, квар;

ΔP_i; ΔQ_i – надбавки от i-х нагрузок, кВт, квар.

Результаты остальных расчётов показаны в табл. 7

Таблица 7

Результаты суммирования нагрузок в сети высокого напряжения

Номер участка	$P_д$, кВт	$Q_д$, квар	$S_д$, кВА	$P_в$, кВт	$Q_в$, квар	$S_в$, кВА
РТП - ТП №3 (ст. Донская)	1241,9	1015,2	1604,04	642,8	536,5	837,271
РТП - ТП №1	849	463,17	967,123	495,9	251,62	556,084
РТП - ТП №2 (ст. малая Донская)	1249,5	748,22	1456,393	894,2	412,15	984,612

Оптимальное напряжение высоковольтной сети определяется по формуле

$$U_{опт} = 4,34 \cdot \sqrt{L_{эк} + 16P_1 \cdot 10^{-3}} \qquad (9)$$

где $L_{эк}$ – эквивалентная длина линии, км;

P_1 – расчётная мощность на головном участке (участках), кВт.

Эквивалентная длина участка определяется по формуле

$$L_{эк} = L_1 + \sum_{i=1}^{n} L_i \cdot \frac{P_i}{P_1} \qquad (10)$$

где L_i – длина i-го участка линии, км;

P_i – мощность i-го участка линии, кВт.

Эквивалентная длина составит

$L_{эк} = 3{,}097$ км.

$U_{опт} = 32{,}634$ кВ.

Принимаем стандартное напряжение 35 кВ.

Определение числа и мощности трансформаторов на подстанции

Для потребителей II и III категории в зависимости от величины расчетной нагрузки могут применяться трансформаторные подстанции с одним или двумя трансформаторами. С учетом перспективы развития выбирается коэффициент роста нагрузок трансформаторной подстанции.

Расчетная нагрузка с учетом перспективы развития определяется по формуле

$$S = S_p \times к_p \qquad (11)$$

где $к_p$ - коэффициент роста нагрузок.

Мощность трансформатора выбирается по таблицам 22 приложения 1 [Электроснабжение сельского хозяйства: Методическое пособие. – Изд. 2-е перераб. и доп. / Сосот. В.В. Коваленко, А.В. Ивашина, А.В. Нагорный, А.В. Кравцов. – Ставрополь: Изд-во СтГАУ «АГРУС», 2004. – 100 с.] «Интервалы роста нагрузок для выбора трансформаторов», исходя из условия,

$$S_{эн} \le S \le S_{эв} \qquad (12)$$

Где $S_{эн}$ – нижний экономический интервал;

$S_{эв}$ – верхний экономический интервал.

Технические данные выбранного трансформатора заносятся в табл. 8

Таблица 8 Технические данные трансформатора

№ ТП	Тип	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з. %	Ток х.х., %
			В.Н.	Н.Н.	х.х	к.з.		
ТП №1	2 х ТМ-630	1260	35	0,4	4	15,2	6,5	2,2
ТП №2 (ст. малая Донская)	2 х ТМ-630	1260	35	0,4	4	15,2	6,5	2,2
ТП №3 (ст. Донская)	3 х ТМ-630	1890	35	0,4	6	22,8	6,5	2,4

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок согласно приложения 1 таблицы 26 [Электроснабжение сельского хозяйства: Методическое пособие. – Изд. 2-е перераб. и доп. / Сосот. В.В. Коваленко, А.В. Ивашина, А.В. Нагорный, А.В. Кравцов. – Ставрополь: Изд-во СтГАУ «АГРУС», 2004. – 100 с.].

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок.

$$\kappa_{с.п} = \frac{S_р}{S_{тр}} \qquad (13)$$

Результаты расчета коэффициента систематических перегрузок для ТП представлены в таблице далее. Коэффициент систематических перегрузок не должен превышать 1,5.

Таблица 9 Коэффициент системных перегрузок ТП

Трансформаторная подстанция	$\kappa_{с.п} = \frac{S_р}{S_{тр}}$
ТП №1	0,76
ТП №2 (ст. малая Донская)	1,15
ТП №3 (ст. Донская)	0,84

Выбор типа подстанции

Для электроснабжения сельских потребителей на напряжении 0,38/0,22 кВ непосредственно возле центров потребления электроэнергии

сооружают трансформаторные пункты или комплектные трансформаторные подстанции на 35, 6-10/0,38-0,22 кВ. Обычно мощности трансформаторных пунктов не очень значительны, и иногда их размещают на деревянных мачтовых конструкциях. Комплектные трансформаторные подстанции устанавливают на специальных железобетонных опорах. Трансформаторные пункты при использовании дерева монтируют на АП-образных опорах. Они имеют невысокую стоимость, и их сооружают в короткий срок, причем для их сооружения используют местные строительные материалы.

Комплектные подстанции полностью изготавливают на заводах, а на месте установки их только монтируют на соответствующих железобетонных опорах или фундаментах. Эксплуатация таких трансформаторных пунктов и комплектных подстанций очень проста, что обусловило их широкое применение в практике вообще и, особенно в сельской энергетике. Их применяют также на окраинах городов, а иногда и в качестве цеховых пунктов электроснабжения на заводах и фабриках. На этих подстанциях имеется вся необходимая аппаратура для присоединения к линии 35, 6-10 кВ (разъединитель, вентильные разрядники, предохранители), силовой трансформатор мощностью от 25 до 630 кВА и распределительное устройство сети 0,38/0,22 кВ, смонтированное в герметизированном металлическом ящике. На конструкции подстанции крепят необходимое число изоляторов для отходящих воздушных линий 0,38/0,22 кВ.

Расчёт сечения проводов сети высокого напряжения

Расчёт сечения проводов сети высокого напряжения производится по экономической плотности тока

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \qquad (14)$$

где I_p – расчётный ток участка сети, А;

$j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм^2

Продолжительность использования максимума нагрузки $T_м$.

Максимальный ток участка линии высокого напряжения определяется по формуле

$$I_{мах} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (15)$$

где S_p – полная расчетная мощность, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Расчёт сечения проводов ведётся для всех участков сети , расчет сечения проводов на остальных участках ведется аналогично, и результаты расчётов сводятся в таблицу 10.

Таблица 10

Расчёт сечения проводов в сети высокого напряжения

Участок сети	$S_р$, кВА	$P_р$, кВт	$I_р$, А	$T_м$, час	$j_{эк.}$, А/мм^2	$F_{эк}$, мм^2	Марка провода
РТП - ТП №3 (ст. Донская)	1604,04	1241,9	26,459	3400	1,1	24,053	АС-25
РТП - ТП №1	967,123	849	15,953	3400	1,1	14,502	АС-16
РТП - ТП №2 (ст. малая Донская)	1456,393	1249,5	24,024	3400	1,1	21,84	АС-25

Определение потерь напряжения в высоковольтной сети и трансформаторе

Потери напряжения на участках линии высокого напряжения в вольтах определяются по формуле

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_O + Q \cdot x_O}{U_{ном}} \cdot L \qquad (16)$$

где P – активная мощность участка, кВт;

Q – реактивная мощность участка, квар;

r_o – удельное активное сопротивление провода, Ом/км (табл.18 П1 [Электроснабжение сельского хозяйства: Методическое пособие. – Изд. 2-е перераб. и доп. / Сосот. В.В. Коваленко, А.В. Ивашина, А.В.

Нагорный, А.В. Кравцов. – Ставрополь: Изд-во СтГАУ «АГРУС», 2004. – 100 с.]);

x_o – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км (табл.19 П.1[Электроснабжение сельского хозяйства: Методическое пособие. – Изд. 2-е перераб. и доп. / Сосот. В.В. Коваленко, А.В. Ивашина, А.В. Нагорный, А.В. Кравцов. – Ставрополь: Изд-во СтГАУ «АГРУС», 2004. – 100 с.]);

L – длина участка, км.

Потеря напряжения на участке сети на участке сети высокого напряжения в процентах от номинального, определяется по формуле

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} 100\% \qquad (17)$$

Расчёт ведётся для всех участков и сводятся в табл. 11.

Таблица 11

Потери напряжения в сети высокого напряжения

Участок сети	Марка провода	P, кВт	r_o, Ом/км	Q, квар	x_o, Ом/км	L, км	ΔU, В	ΔU,%
РТП - ТП №3 (ст. Донская)	АС-25	1241,9	1,14	1015,2	0,45	3,298	176,452	0,504
РТП - ТП №1	АС-16	849	1,8	463,17	0,45	2,469	122,506	0,35
РТП - ТП №2 (ст. малая Донская)	АС-25	1249,5	1,14	748,22	0,45	3,324	167,256	0,477

Потери напряжения в трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta U_{тр} = \frac{S_{\max}}{S_{тр}} (U_a\% \cos\varphi \quad + U_p\% \sin\varphi), \qquad (18)$$

где S_{max} – расчётная мощность, кВА;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА;

U_a – активная составляющая напряжения короткого замыкания, %;

U_p – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %.

Активная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле

$$U_a = \frac{\Delta P_{к.з}}{S_{тр}} \cdot 100\%, \qquad (19)$$

где $\Delta P_{к.з.}$ –потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле

$$U_p\% = \sqrt{U_{к.з}^2\% - U_a^2\%}, \qquad (20)$$

где $U_{к.з.}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Коэффициент мощности определяется по формуле

$$\cos\varphi = \frac{P_p}{S_p}, \qquad (21)$$

где P_p –расчётная активная мощность, кВт;

S_p – расчетная полная мощность, кВА.

Трансформаторная подстанция	Расчетные значения
ТП №1	$U_a = 0{,}012$ %, $U_p = 6{,}499$ %, $\cos\varphi = 0{,}877$, sin(φ)=0,48 $\Delta U = 2{,}402$ %
ТП №2 (ст. малая Донская)	$U_a = 0{,}012$ %, $U_p = 6{,}499$ %, $\cos\varphi = 0{,}857$,

	sin(φ)=0,515
	$\Delta U = 3{,}88\ \%$
ТП №3 (ст. Донская)	$U_a = 0{,}012\ \%,$
	$U_p = 6{,}499\ \%,$
	$\cos\varphi = 0{,}774,$
	sin(φ)=0,633
	$\Delta U = 3{,}499\ \%$

Определение потерь мощности и энергии в сети высокого напряжения и трансформаторе

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле

$$\Delta P = 3I^2 \cdot r_O \cdot L \cdot 10^{-3} \qquad (22)$$

где I – расчётный ток участка, А;

r_o – удельное активное сопротивление участка, Ом/км;

L – длина участка, км.

Энергии, теряемая на участке линии, определяется по формуле

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \qquad (23)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_м}{10000}\right)^2 \cdot 8760 \qquad (24)$$

где $T_м$ – число часов использования максимума нагрузки, (П.1 таблица 10 [Электроснабжение сельского хозяйства: Методическое пособие. – Изд. 2-е перераб. и доп. / Сосот. В.В. Коваленко, А.В. Ивашина, А.В. Нагорный, А.В. Кравцов. – Ставрополь: Изд-во СтГАУ «АГРУС», 2004. – 100 с.]), час.

Расчёт ведётся для всех участков, результаты расчётов заносятся в таблицу 12

Таблица 12

Определение потерь мощности и энергии в сети высокого напряжения

Участок сети	I, A	r_o, Ом/км	L, км	ΔP, кВт	$T_м$, час	τ, час	ΔW, кВт·ч
РТП - ТП №3 (ст. Донская)	26,459	1,14	3,298	6,926	3400	1885,992	13062,38
РТП - ТП №1	15,953	1,8	2,469	1,885	3400	1885,992	3555,094
РТП - ТП №2 (ст. малая Донская)	24,024	1,14	3,324	5,755	3400	1885,992	10853,883
Итого:			9,091	14,565			27471,356

Потеря мощности и энергии, теряемые в высоковольтных линиях, в процентах от потребляемой определяется по формуле

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{отп}} 100\%, \qquad (25)$$

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{отп} \quad T_м} 100\%, \qquad (26)$$

$$\Delta P = 0{,}436\ \%,$$

$$\Delta W = 0{,}241\ \%.$$

Потери мощности и энергии в высоковольтной сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{х.х} + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з} \qquad (27)$$

где $\Delta P_{х.х}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт (табл.28 П.1 [Электроснабжение сельского хозяйства: Методическое пособие. – Изд. 2-е перераб. и доп. / Сосот. В.В. Коваленко, А.В. Ивашина, А.В. Нагорный, А.В. Кравцов. – Ставрополь: Изд-во СтГАУ «АГРУС», 2004. – 100 с.]);

$\Delta P_{к.з}$ – потери в меди трансформатора, кВт (табл.28 П.1 [Электроснабжение сельского хозяйства: Методическое пособие. – Изд. 2-е перераб. и доп. / Сосот. В.В. Коваленко, А.В. Ивашина, А.В. Нагорный, А.В. Кравцов. – Ставрополь: Изд-во СтГАУ «АГРУС», 2004. – 100 с.]);

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{х.х} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \tau, \qquad (28)$$

Трансформаторная подстанция	Расчетные значения
ТП №1	$\Delta P_{тр} =$ 12,955 кВт,
	$\Delta W_{тр} =$ 36934,947 кВт·ч.
ТП №2 (ст. малая Донская)	$\Delta P_{тр} =$ 24,307 кВт,
	$\Delta W_{тр} =$ 36946,299 кВт·ч.
ТП №3 (ст. Донская)	$\Delta P_{тр} =$ 22,422 кВт,
	$\Delta W_{тр} =$ 54462,414 кВт·ч.

Определение допустимой потери напряжения в сетях 0,38 кВ

Допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ определяется для правильного выбора сечения проводов линии 0,38 кВ.

В режиме минимальной нагрузки проверяется отклонение напряжения, у ближайшего потребителя, которое не должно превышать +5%. В максимальном режиме отклонение напряжения у наиболее удалённого потребителя должно быть не более минус 5%. На районной подстанции осуществляется режим встречного регулирования δU^{100}=5%; δU^{25}=2%.

В минимальном режиме определяется регулируемая надбавка трансформатора

$$V_{рег} \le 5 - \delta U_{ш}^{25} + \Delta U_{Л35}^{25} + \Delta U_{тр}^{25} - V_{к} \qquad (29)$$

где $\delta U_{ш}^{25}$ - надбавка на шинах РТП в минимальном режиме, %;

$\Delta U_{Л35}^{25}$ - потеря напряжения в линии 35 кВ в минимальном режиме, %;

$\Delta U_{тр}^{25}$ - потеря напряжения в трансформаторе в минимальном режиме, %;

$V_{п}$ - конструктивная надбавка трансформатора, %.

Допустимая потеря напряжения в линии 0,38 кВ в максимальном режиме определяется по формуле

$$\Delta U_{доп} = \delta U_{ш}^{100} - \Delta U_{Л35}^{100} - \Delta U_{тр}^{100} + V_{к} + V_{рег} - (-5), \qquad (30)$$

Трансформаторная подстанция	Расчетные значения
ТП №1	$V_{рег} =$ 2,688 %, принимается стандартная регулируемая надбавка равная 2,5 %, $\Delta U_{доп} =$ 7,696 %, что составляет 28,88 В.
ТП №2 (ст. малая Донская)	$V_{рег} =$ 3,08925 %, принимается стандартная регулируемая надбавка равная 2,5 %, $\Delta U_{доп} =$ 4,74 %, что составляет 17,86 В.

ТП №3 (ст. Донская)	$V_{рег} = 3{,}00075$ %, принимается стандартная регулируемая надбавка равная 2,5 %, $\Delta U_{доп} = 5{,}501$ %, что составляет 20,9 В.

Определение сечения проводов и фактических потерь напряжения, мощности и энергии в сетях 0,38 кВ

Сечения проводов ВЛ-0,38 кВ определяются по экономическим интервалам, или по допустимой потере напряжения по формулам, соответствующим конфигурации сети.

Сечения проводов магистрали по допустимой потере напряжения определяются по формуле

$$F = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i \cdot L_i}{\gamma \cdot \Delta U_{доп.а} \cdot U_{ном}}, \qquad (31)$$

где γ - удельная проводимость провода, (для алюминия γ=32 Ом м /мм^2);

$\Delta U_{доп.а}$ – активная составляющая допустимой потери напряжения, В;

P_i – активная мощность i-го участка сети, Вт;

L_i – длина *i*-го участка сети, м;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

Активная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле

$$\Delta U_{доп.а} = \Delta U_{доп} - \Delta U_p,$$

где ΔU_p – реактивная составляющая допустимой потери напряжения, В.

Реактивная составляющая допустимой потери напряжения определяется по формуле

$$\Delta U_p = \frac{x_o}{U_{ном}} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_i \cdot L_i,$$

где Q_i – реактивная мощность *i*-го участка сети, квар;

L_i – длина *i*-го участка сети, км;

x_o – удельное индуктивное сопротивление провода, Ом/км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Фактическая потеря напряжения определяется по формуле:

$$\Delta U_{ф} = \frac{P_p \cdot r_0 + Q_p \cdot x_0}{U_{ном}} \qquad (32)$$

Для повышения пропускной способности и уменьшения сечения проводов у потребителей, имеющих большую реактивную мощность (25 и более квар) устанавливается поперечная емкостная компенсация.

Расчетная реактивная мощность после установки поперечной компенсации определяется по формуле

$Q_p = Q_{р.дк.} - Q_{к.у.}$,

где $Q_{р.дк.}$ – расчетная реактивная мощность до компенсации.

Таблица 13 Компенсация реактивной мощности сети 0,38 кВ

Участок сети	Рд, кВт	Qд, квар до компенсации	Qд, квар после компенсации	Sд, кВА	Рв, кВт	Qв, квар до компенсации	Qв, квар после компенсации	Sв, кВА	Компенсатор тип/мощность
ТП №1									
617 - 604	0,9	0,4	0,4	0,984	2,5	0,9	0,9	2,657	-
383 - 617	2,7	1,5	1,5	3,088	6,5	2,92	2,92	7,125	-
540 - 338	12	10	10	15,62	12	10	10	15,62	-
561 - 540	27,3	16	16	31,643	18	12,4	12,4	21,857	-
561 - 508	5	0	0	5	8	0	0	8	-
177 - 561	35,1	19	19	39,912	27,6	15,4	15,4	31,605	-
383 - 509	8	0	0	8	15	0	0	15	-
517 - 383	12,2	4,9	4,9	13,147	20,7	5,8	5,8	21,497	-
ТП - 517	37,9	12	12	39,754	33,2	9,6	9,6	34,56	-
314 - 360	30	25	25	39,051	3	0	0	3	-
314 - 615	1,7	1,07	1,07	2,008	4	2,05	2,05	4,494	-
177 - 328	25	23	23	33,97	1	0	0	1	-
188 - 177	89,2	71,2	21,2	91,684	68,3	54,8	4,8	68,468	ККУ-0,4-50У3/50
188 - 314	34,2	27,7	27,7	44,01	6,6	2,05	2,05	6,911	-
ТП - 188	131	104,6	54,6	141,923	72,5	56,3	6,3	72,773	-
541 - 545	50	20	20	53,851	20	10	10	22,36	-
371 - 541	72,8	29,2	29,2	78,437	29,2	13	13	31,963	-
553 - 371	78,8	33,4	33,4	85,586	32,2	15,4	15,4	35,693	-
ТП - 553	81,2	33,4	33,4	87,8	34,6	15,4	15,4	37,872	-
502 - 517	30	9	9	31,32	20	6	6	20,88	-
526 - 502	36,7	9	9	37,787	22,4	6	6	23,189	-
ТП - 526	40,3	10,8	10,8	41,722	33,6	13,6	13,6	36,248	-
ТП - 536	4	0	0	4	4	0	0	4	-
ТП - 352	3	2	2	3,605	1	0	0	1	-
ТП №2 (ст. малая Донская)									

618 - 1	75	65	40	85	45	40	15	47,434	УКН-0,4-25/25
520 - 561	8	5	5	9,433	8	5	5	9,433	-
544 - 520	39,8	28	28	48,662	19,8	5	5	20,421	-
21 - 169	80	0	0	80	80	0	0	80	-
544 - 21	145	80	55	155,08	114	40	15	114,982	УКН-0,4-25/25
20 - 544	188,1	105	80	204,405	132,4	44,8	19,8	133,872	-
20 - 547	70	35	35	78,262	45	20	20	49,244	-
20 - 618	76,8	65,9	40,9	87,011	48,6	41,5	16,5	51,324	-
ТП - 20	334,2	207,8	117,5	354,253	218,6	101	10,5	218,852	ККУ-0,4-50У3/50
552 - 22	35	30	30	46,097	25	20	20	32,015	-
110 - 552	38,6	30	30	48,887	28,6	20	20	34,899	-
110 - 152	10	5	5	11,18	10	4	4	10,77	-
110 - 613	1,3	0,92	0,92	1,592	3	1,75	1,75	3,473	-
ТП - 110	77,7	55,6	30,6	83,508	71,2	49,1	24,1	75,168	УКН-0,4-25/25
ТП - 547	70	35	35	78,262	45	20	20	49,244	-
ТП №3 (ст. Донская)									
347 - 377	45	40	40	60,207	20	16	16	25,612	-
1 - 4	240	210	110	264,007	120	105	5	120,104	УКМ58-0,4-100-33 1/3 У3/100
ТП - 20	65	55	35	73,824	35	25	5	35,355	ККУ-0,4-20У3/20
347 - 21	90	80	55	105,475	50	40	15	52,201	УКН-0,4-25/25
1 - 347	128,2	82,5	57,5	140,504	63,1	49,8	24,8	67,798	-
ТП - 1	384,2	312,3	169,1	419,767	194	165,5	22,2	195,266	УКН-0,4-25/25
1 - 201	20	10	10	22,36	10	4	4	10,77	-
2 - 1	87,5	71	46	98,854	51	42,4	17,4	53,886	УКН-0,4-25/25
ТП - 2	182	154,4	79,4	198,565	99,7	88,8	13,8	100,65	ККУ-0,4-50У3/50

Таблица 14

Определение расчетных сечений и типа проводов

Участок сети	Расчетное сечение провода, мм	Марка провода	Фактическая потеря напряжения, В
ТП №1			
617 - 604	0,065	АС-16	0,119
383 - 617	0,573	АС-16	1,052
540 - 338	2,671	АС-16	5,018
561 - 540	2,728	АС-16	4,968
561 - 508	0,506	АС-16	0,852
177 - 561	9,165	АС-16	16,066
383 - 509	1,349	АС-16	2,273
517 - 383	3,668	АС-16	6,501
ТП - 517	22,45	АС-25	24,289
314 - 360	5,518	АС-16	10,139
314 - 615	0,633	АС-16	1,175
177 - 328	4,306	АС-16	8,059
188 - 177	15,585	АС-16	26,355
188 - 314	6,28	АС-16	11,448
ТП - 188	45,07	АС-50	25,051
541 - 545	4,432	АС-16	7,831
371 - 541	6,936	АС-16	12,14
553 - 371	7,301	АС-16	12,788
ТП - 553	23,238	АС-25	25,166
502 - 517	2,72	АС-16	4,774
526 - 502	3,433	АС-16	5,971
ТП - 526	10,199	АС-16	17,489
ТП - 536	1,541	АС-16	2,596
ТП - 352	0,834	АС-16	1,554
ТП №2 (ст. малая Донская)			
618 - 1	37,571	АС-50	13,367
520 - 561	1,177	АС-16	1,339

544 - 520	5,662	АС-16	6,322
21 - 169	10,233	АС-16	10,616
544 - 21	20,121	АС-25	13,548
20 - 544	56,308	АС-70	14,238
20 - 547	34,142	АС-35	16,569
20 - 618	31,747	АС-35	15,582
ТП - 20	446,853	АС-500	15,451
552 - 22	4,817	АС-16	5,494
110 - 552	13,16	АС-16	14,043
110 - 152	2,261	АС-16	2,514
110 - 613	0,512	АС-16	0,592
ТП - 110	52,8	АС-70	13,449
ТП - 547	24,322	АС-25	16,193
ТП №3 (ст. Донская)			
347 - 377	27,319	АС-35	16,252
1 - 4	207,725	АС-240	18,694
ТП - 20	24,594	АС-25	18,997
347 - 21	63,477	АС-70	18,419
1 - 347	89,215	АС-95	19,081
ТП - 1	185,01	АС-240	17,506
1 - 201	8,428	АС-16	10,566
2 - 1	19,266	АС-25	15,242
ТП - 2	141,497	АС-150	19,307

Потери мощности и энергии в линиях 0,38 кВ определяются аналогично потерям мощности и энергии в высоковольтной линии, результаты расчётов указываются в таблице 15

Таблица 15

Потери мощности и энергии в сети 0,38 кВ

Участок сети	S, кВА	P, кВт	I, А	r_o, Ом/км	L, м	ΔP, кВт	$T_м$, час	τ, час	ΔW, кВтч
ТП №1									
617 - 604	0,984	0,9	1,495	1,8	26	0	1300	565,1	0
383 - 617	3,088	2,7	4,691	1,8	75,312	0,008	1300	565,1	4,5
540 - 338	15,62	12	23,732	1,8	77,524	0,235	1700	757,1	177,9
561 - 540	31,643	27,3	48,076	1,8	35	0,436	2200	1036,6	451,9
561 - 508	5	5	7,596	1,8	36	0,011	1300	565,1	6,2

177 - 561	39,912	35,1	60,64	1,8	88,639	1,76	2200	1036,6	1824,4
383 - 509	8	8	12,154	1,8	60	0,047	1300	565,1	26,5
517 - 383	13,147	12,2	19,974	1,8	105,437	0,227	1700	757,1	171,8
ТП - 517	39,754	37,9	60,399	1,14	197,194	2,46	2200	1036,6	2550
314 - 360	39,051	30	59,331	1,8	62,649	1,19	2200	1036,6	1233,5
314 - 615	2,008	1,7	3,05	1,8	132,098	0,006	1300	565,1	3,3
177 - 328	33,97	25	51,612	1,8	59,008	0,848	2200	1036,6	879
188 - 177	91,684	89,2	139,299	1,8	60	6,286	2800	1429,7	8987
188 - 314	44,01	34,2	66,866	1,8	62,265	1,503	2200	1036,6	1558
ТП - 188	141,923	131	215,629	0,576	103,657	8,328	3200	1726,9	14381,6
541 - 545	53,851	50	81,818	1,8	31	1,12	2200	1036,6	1160,9
371 - 541	78,437	72,8	119,172	1,8	33	2,53	2800	1429,7	3617,1
553 - 371	85,586	78,8	130,034	1,8	32	2,921	2800	1429,7	4176,1
ТП - 553	87,8	81,2	133,398	1,14	93,219	5,673	2800	1429,7	8110,6
502 - 517	31,32	30	47,585	1,8	32	0,391	2200	1036,6	405,3
526 - 502	37,787	36,7	57,411	1,8	33	0,587	2200	1036,6	608,4
ТП - 526	41,722	40,3	63,39	1,8	87,7	1,902	2200	1036,6	1971,6
ТП - 536	4	4	6,077	1,8	137,046	0,027	1300	565,1	15,2
ТП - 352	3,605	3	5,477	1,8	98,436	0,015	1300	565,1	8,4
Итого					**1758,184**	**38,511**			**52329,2**
ТП №2 (ст. малая Донская)									
618 - 1	85	75	129,144	0,576	92,021	2,652	2800	1429,7	3791,5
520 - 561	9,433	8	14,331	1,8	32,015	0,035	1300	565,1	19,7
544 - 520	48,662	39,8	73,934	1,8	30,016	0,886	2200	1036,6	918,4
21 - 169	80	80	121,547	1,8	28,017	2,235	2800	1429,7	3195,3
544 - 21	155,08	145	235,619	1,14	28,319	5,376	3200	1726,9	9283,8
20 - 544	204,405	188,1	310,561	0,412	53,31	6,355	3200	1726,9	10974,4
20 - 547	78,262	70	118,906	0,83	91,787	3,231	2800	1429,7	4619,3
20 - 618	87,011	76,8	132,199	0,83	77,897	3,389	2800	1429,7	4845,2
ТП - 20	354,253	334,2	538,231	0,045	116,758	4,566	3400	1885,9	8611
552 - 22	46,097	35	70,037	1,8	29	0,768	2200	1036,6	796,1
110 - 552	48,887	38,6	74,276	1,8	68	2,025	2200	1036,6	2099,1
110 - 152	11,18	10	16,986	1,8	49,01	0,076	1300	565,1	42,9
110 - 613	1,592	1,3	2,418	1,8	86,122	0,002	1300	565,1	1,1
ТП - 110	83,508	77,7	126,877	0,412	124,071	2,468	2800	1429,7	3528,4
ТП - 547	78,262	70	118,906	1,14	68,147	3,295	2800	1429,7	4710,8
Итого					**974,49**	**37,359**			**57437**
ТП №3 (ст. Донская)									
347 - 377	60,207	45	91,475	0,83	125,143	2,607	2200	1036,6	2702,4
1 - 4	264,007	240	401,117	0,12	114,947	6,657	3200	1726,9	11495,9
ТП - 20	73,824	65	112,163	1,14	85,331	3,671	2800	1429,7	5248,4
347 - 21	105,475	90	160,252	0,412	130,633	4,146	2800	1429,7	5927,5
1 - 347	140,504	128,2	213,473	0,308	127,8	5,381	3200	1726,9	9292,4
ТП - 1	419,767	384,2	637,769	0,12	68,7	10,059	3400	1885,9	18970,2
1 - 201	22,36	20	33,972	1,8	102,956	0,641	1700	757,1	485,3
2 - 1	98,854	87,5	150,193	1,14	51,009	3,935	2800	1429,7	5625,8
ТП - 2	198,565	182	301,688	0,194	124,087	6,573	3200	1726,9	11350,9
Итого					**930,606**	**43,67**			**71098,8**

Определение конструктивных параметров высоковольтной и низковольтной линий

Проектируемые объекты находятся в III климатическом районе по ветровым нагрузкам и в III климатическом районе по гололёду.

Для воздушной линии электропередач напряжением 35, 10, 6 кВ принимаются унифицированные железобетонные опоры максимальный

габаритный пролёт которых для данного климатического района составляет 125 м.

Участок РТП - ТП №3 (ст. Донская): Длина участка – 2,469 км. К установке принимаются следующие опоры: №1, №22 – анкерная опора УБ35-1в и №2 – 21 - промежуточная опора ПБ35-3в. Промежуточных опор 20. Пролёт между опорами составляет 123 м.

Участок РТП - ТП №1: Длина участка – 3,324 км. К установке принимаются следующие опоры: №1, №22 – анкерная опора УБ35-1в и №2 – 21 - промежуточная опора ПБ35-3в. Промежуточных опор 27. Пролёт между опорами составляет 123 м.

Участок РТП - ТП №2 (ст. малая Донская): Длина участка – 3,298 км. К установке принимаются следующие опоры: №1, №22 – анкерная опора УБ35-1в и №2 – 21 - промежуточная опора ПБ35-3в. Промежуточных опор 27. Пролёт между опорами составляет 122 м.

Для воздушной линии электропередач напряжением 0,38 кВ принимаются унифицированные железобетонные опоры, максимальный пролёт которых для данного климатического района и провода марки АС составляет 35 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 617 - 604, длина линии – 26 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 26 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 383 - 617, длина линии – 75,312 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 25 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 540 - 338, длина линии – 77,524 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 25 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 561 - 540, длина линии – 35 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 17 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 561 - 508, длина линии – 36 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 18 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 177 - 561, длина линии – 88,639 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 29 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 383 - 509, длина линии – 60 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 30 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 517 - 383, длина линии – 105,437 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 26 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети ТП- 517, длина линии – 197,194 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 6. Пролёт между опорами составляет 32 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 314 - 360, длина линии – 62,649 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 31 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 314 - 615, длина линии – 132,098 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 33 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 177 - 328, длина линии – 59,008 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 29 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 188 - 177, длина линии – 60 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 30 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 188 - 314, длина линии – 62,265 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 31 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети ТП- 188, длина линии – 103,657 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 34 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 541 - 545, длина линии – 31 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 31 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 371 - 541, длина линии – 33 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 33 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 553 - 371, длина линии – 32 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 32 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети ТП- 553, длина линии – 93,219 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 31 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 502 - 517, длина линии – 32 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 32 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети 526 - 502, длина линии – 33 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 33 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети ТП- 526, длина линии – 87,7 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 29 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети ТП- 536, длина линии – 137,046 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 34 м.

Трансформаторная подстанция ТП №1. Участок сети ТП- 352, длина линии – 98,436 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 32 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 618 - 1, длина линии – 92,021 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 30 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 520 - 561, длина линии – 32,015 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 32 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 544 - 520, длина линии – 30,016 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 30 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 21 - 169, длина линии – 28,017 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 28 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 544 - 21, длина линии – 28,319 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 28 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 20 - 544, длина линии – 53,31 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 26 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 20 - 547, длина линии – 91,787 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 30 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 20 - 618, длина линии – 77,897 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 25 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети ТП- 20, длина линии – 116,758 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 29 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 552 - 22, длина линии – 29 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 1. Пролёт между опорами составляет 29 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 110 - 552, длина линии – 68 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 34 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 110 - 152, длина линии – 49,01 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 24 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети 110 - 613, длина линии – 86,122 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 28 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети ТП- 110, длина линии – 124,071 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 31 м.

Трансформаторная подстанция ТП №2 (ст. малая Донская). Участок сети ТП- 547, длина линии – 68,147 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 34 м.

Трансформаторная подстанция ТП №3 (ст. Донская). Участок сети 347 - 377, длина линии – 125,143 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 31 м.

Трансформаторная подстанция ТП №3 (ст. Донская). Участок сети 1 - 4, длина линии – 114,947 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 28 м.

Трансформаторная подстанция ТП №3 (ст. Донская). Участок сети ТП- 20, длина линии – 85,331 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 28 м.

Трансформаторная подстанция ТП №3 (ст. Донская). Участок сети 347 - 21, длина линии – 130,633 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора

ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 32 м.

Трансформаторная подстанция ТП №3 (ст. Донская). Участок сети 1 - 347, длина линии – 127,8 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 31 м.

Трансформаторная подстанция ТП №3 (ст. Донская). Участок сети ТП- 1, длина линии – 68,7 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 34 м.

Трансформаторная подстанция ТП №3 (ст. Донская). Участок сети 1 - 201, длина линии – 102,956 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 3. Пролёт между опорами составляет 34 м.

Трансформаторная подстанция ТП №3 (ст. Донская). Участок сети 2 - 1, длина линии – 51,009 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 2. Пролёт между опорами составляет 25 м.

Трансформаторная подстанция ТП №3 (ст. Донская). Участок сети ТП- 2, длина линии – 124,087 м. К установке принимаются следующие опоры: №1, №10 – концевая опора К1-4 и №2 – 9 - промежуточная опора ПБ1-4. Промежуточных опор 4. Пролёт между опорами составляет 31 м.

Расчёт токов короткого замыкания

По электрической сети и электрооборудованию в нормальном режиме работы протекают токи, допустимые для данной установки. При нарушении электрической плотности изоляции проводов или оборудования в электрической сети внезапно возникает аварийный режим короткого замыкания, вызывающий резкое увеличение токов, которые достигают огромных значений.

Значительные по величине токи короткою замыкания представляют большую опасность для элементов электрической сои и оборудования, так как они вызывают чрезмерный нагрев токоведущих частей и создают большие механические усилия. При выборе оборудования необходимо учесть эти два фактора для конкретной точки сети. Для расчета и согласования релейной защиты также требуются токи короткого замыкания.

Для расчетов токов короткого замыкания составляется расчетная схема и схема замещения которые представлены в папке и соответственно называются «Схема короткого замыкания и схемы замещения».

Расчет токов короткого замыкания и высоковольтной сети

Токи короткого замыкания в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения удаленных ТП.

Токи короткого замыкания определяются методом относительных единиц. За основное напряжение принимается напряжение, равное $U_{осн}$=1,05$U_{ном}$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле

$$I_к^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \times Z}, \qquad (33)$$

где Z – полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$Z = \sqrt{\left(\sum x_л + x_{сист}\right)^2 + \left(\sum r_л\right)^2}, \qquad (34)$$

где $r_л$ – активное сопротивление провода до точки короткого замыкания, Ом;

$x_л$ – реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания, Ом;

$x_{сист}$ – реактивное сопротивление системы, Ом.

$$x_{сист} = \frac{U_{осн}^2}{S_к}, \qquad (35)$$

$S_к$ – мощность короткого замыкания на шинах высоковольтного напряжения, мВА.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле

$$U_к^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_к^{(3)}. \qquad (36)$$

Ударный ток определяется по формуле

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times к_{уд} \times I_к^{(3)}, \qquad (37)$$

где $к_{уд}$ – ударный коэффициент, который определяется по формуле

$$к_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \qquad (38)$$

где T_a – постоянная времени затухания определяется по формуле

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \times \sum r} \qquad (39)$$

Расчёты ведутся для всех точек, результаты расчётов приведены в табл. 16

Расчет токов короткого замыкания в сети 0,38 кВ

Токи короткого замыкания в сети 0,38 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ ТП и в конце каждой отходящей линии.

За основное напряжение принимается напряжение, равное $U_{осн}$=1,05$U_{ном}$ Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле, приведенной выше. Полное сопротивление участка сети определяется по формуле

$$z = \sqrt{(x_{тр} + x_л)^2 + (r_{тр} + r_л)^2}, \qquad (40)$$

где $x_{тр}$ – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

$r_{тр}$ – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Реактивное сопротивление трансформатора определяется по формуле

$$x_{тр} = \frac{U_{к.р.}\% \times U_{осн}^2}{100 \times S_{ном}} \times 10^3, \qquad (41)$$

где $U_{к.р.}\%$ – реактивная составляющая тока короткого замыкания, %;

$S_{ном}$. – мощность трансформатора 35/0,4 кВА.

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле

$$r_{тр} = \frac{U_{к.а.}\% \times U_{осн}^2}{100 \times S_{ном}} \times 10^3, \qquad (42)$$

где $U_{к.а.}\%$ – активная составляющая тока короткого замыкания, %;

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле

$$U_к^{(1)} = \frac{1{,}05 \times U_ф}{z_п + \frac{z_{тр}}{3}} \times I_к^{(3)} \qquad (43)$$

где $z_{тр}/3$ – полное сопротивление трансформатора току короткого замыкания на корпус, Ом, (табл. 29[Электроснабжение сельского хозяйства: Методическое пособие. – Изд. 2-е перераб. и доп. / Сосот. В.В. Коваленко, А.В. Ивашина, А.В. Нагорный, А.В. Кравцов. – Ставрополь: Изд-во СтГАУ «АГРУС», 2004. – 100 с.]);

$z_п$ – полное сопротивление петли фазного и пулевого провода, Ом.

$$z_п = \sqrt{(r_Ф + r_N)^2 + (x_Ф + x_N)^2} \qquad (44)$$

где $r_Ф$ – активное сопротивление фазного провода, Ом;

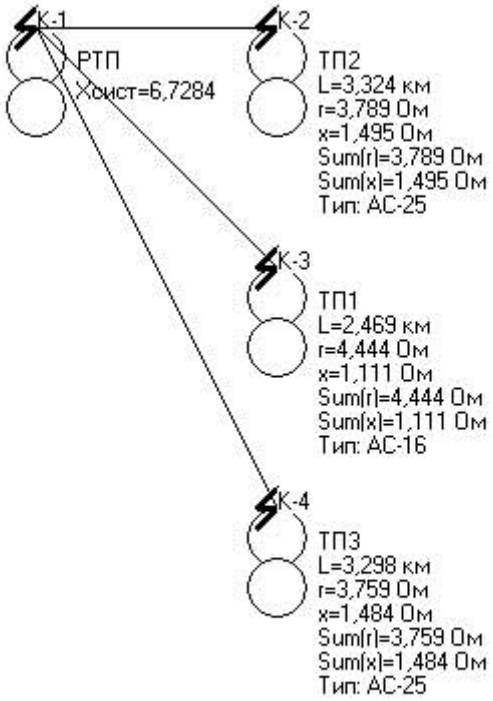
r_N – активное сопротивление нулевого провода, Ом;

$x_Ф$ – реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

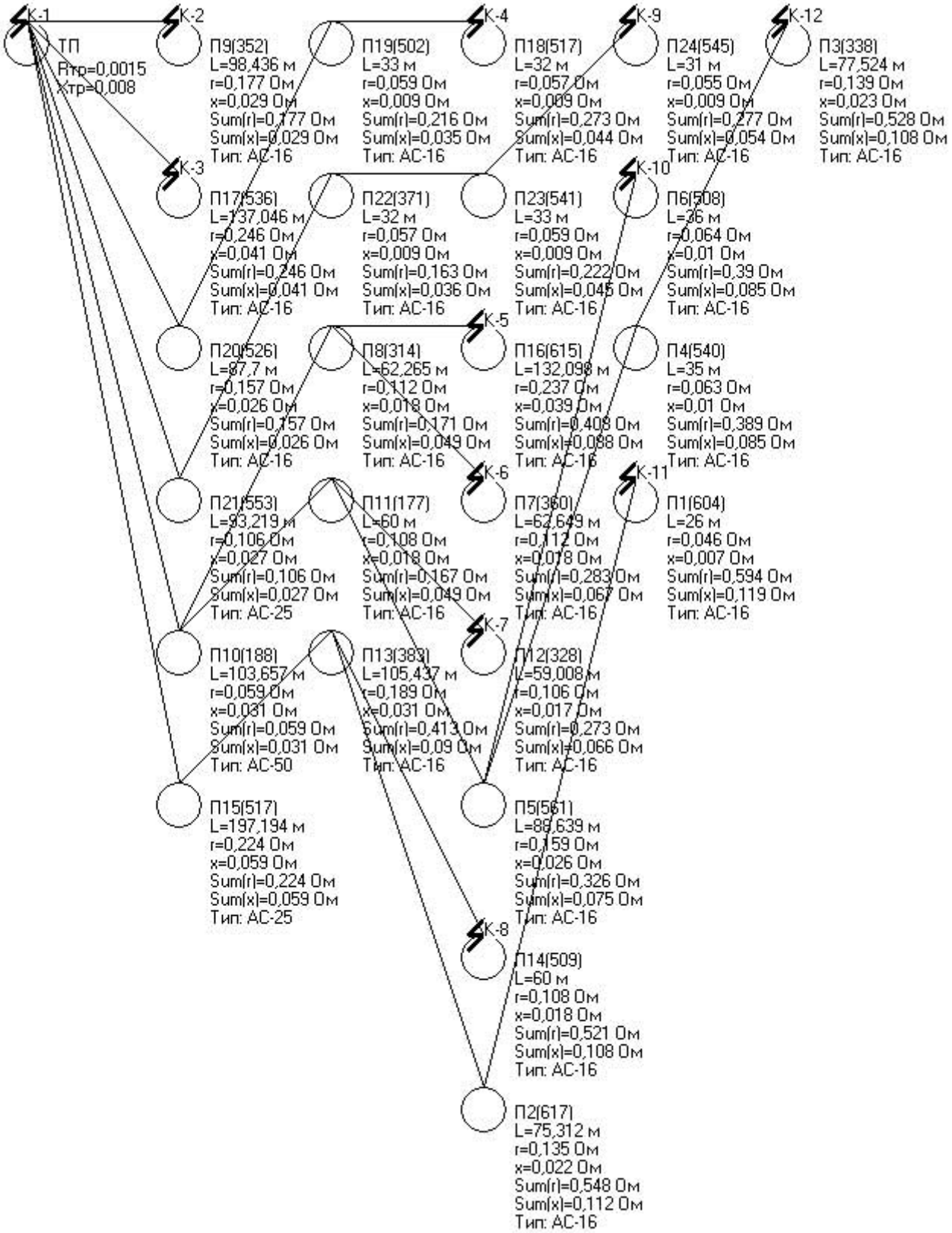
x_N – реактивное сопротивление нулевого провода, Ом;

Составим расчетные схемы замещения КЗ.

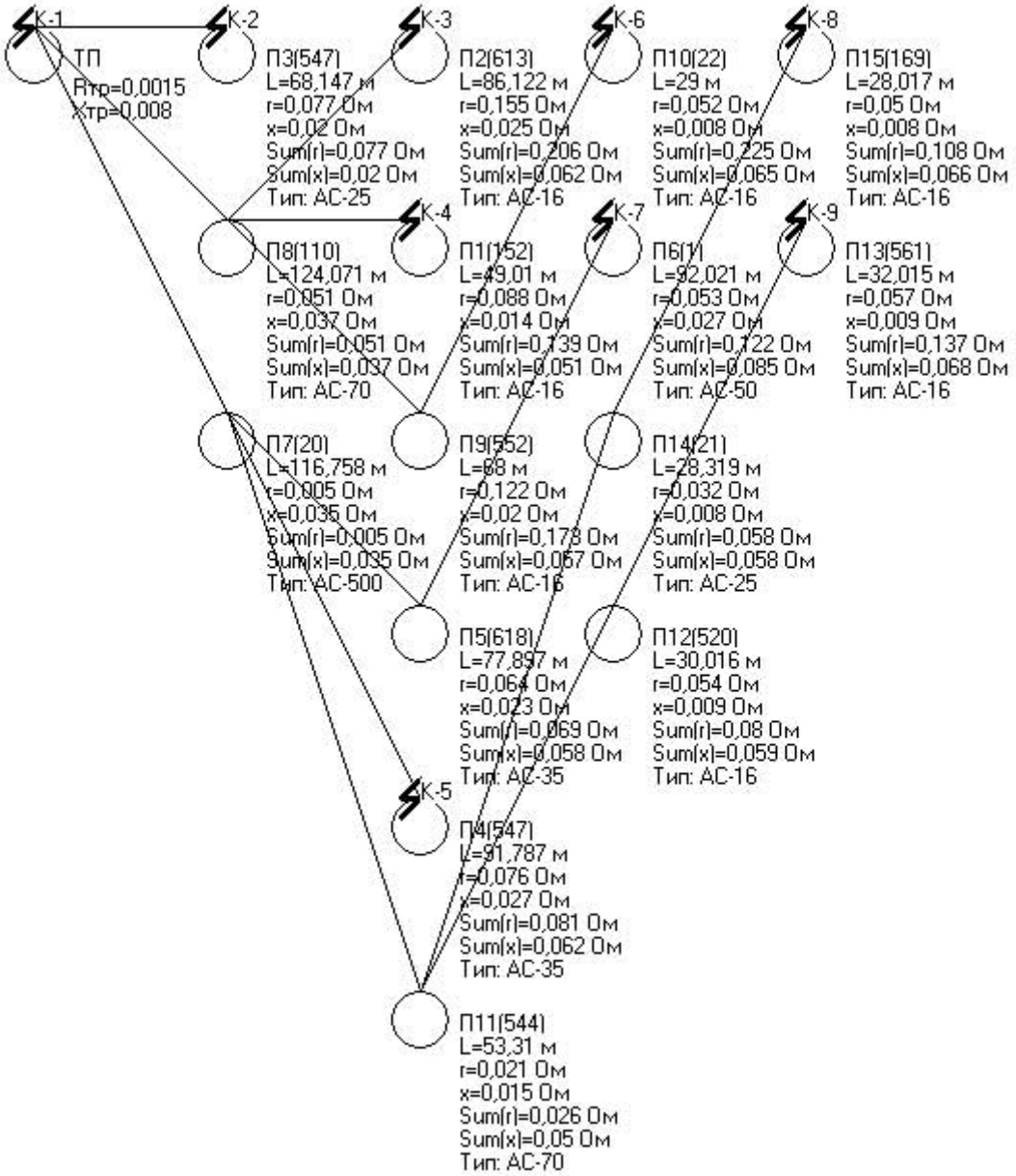
Схема ВВ сети



ТП1


К-1
ТП
Rтр=0,0015
Xтр=0,008
К-2
П9(352)
L=98,436 м
r=0,177 Ом
x=0,029 Ом
Sum(r)=0,177 Ом
Sum(x)=0,029 Ом
Тип: АС-16
П19(502)
L=33 м
r=0,059 Ом
x=0,009 Ом
Sum(r)=0,216 Ом
Sum(x)=0,035 Ом
Тип: АС-16
К-4
П18(517)
L=32 м
r=0,057 Ом
x=0,009 Ом
Sum(r)=0,273 Ом
Sum(x)=0,044 Ом
Тип: АС-16
К-9
П24(545)
L=31 м
r=0,055 Ом
x=0,009 Ом
Sum(r)=0,277 Ом
Sum(x)=0,054 Ом
Тип: АС-16
К-12
П3(338)
L=77,524 м
r=0,139 Ом
x=0,023 Ом
Sum(r)=0,528 Ом
Sum(x)=0,108 Ом
Тип: АС-16
К-3
П17(536)
L=137,046 м
r=0,246 Ом
x=0,041 Ом
Sum(r)=0,246 Ом
Sum(x)=0,041 Ом
Тип: АС-16
П22(371)
L=32 м
r=0,057 Ом
x=0,009 Ом
Sum(r)=0,163 Ом
Sum(x)=0,036 Ом
Тип: АС-16
П23(541)
L=33 м
r=0,059 Ом
x=0,009 Ом
Sum(r)=0,222 Ом
Sum(x)=0,045 Ом
Тип: АС-16
К-10
П6(508)
L=36 м
r=0,064 Ом
x=0,01 Ом
Sum(r)=0,39 Ом
Sum(x)=0,085 Ом
Тип: АС-16
П20(526)
L=87,7 м
r=0,157 Ом
x=0,026 Ом
Sum(r)=0,157 Ом
Sum(x)=0,026 Ом
Тип: АС-16
П8(314)
L=62,265 м
r=0,112 Ом
x=0,018 Ом
Sum(r)=0,171 Ом
Sum(x)=0,049 Ом
Тип: АС-16
К-5
П16(615)
L=132,098 м
r=0,237 Ом
x=0,039 Ом
Sum(r)=0,408 Ом
Sum(x)=0,088 Ом
Тип: АС-16
П4(540)
L=35 м
r=0,063 Ом
x=0,01 Ом
Sum(r)=0,389 Ом
Sum(x)=0,085 Ом
Тип: АС-16
П21(553)
L=93,219 м
r=0,106 Ом
x=0,027 Ом
Sum(r)=0,106 Ом
Sum(x)=0,027 Ом
Тип: АС-25
П11(177)
L=60 м
r=0,108 Ом
x=0,018 Ом
Sum(r)=0,167 Ом
Sum(x)=0,049 Ом
Тип: АС-16
К-6
П7(360)
L=62,649 м
r=0,112 Ом
x=0,018 Ом
Sum(r)=0,283 Ом
Sum(x)=0,067 Ом
Тип: АС-16
К-11
П1(604)
L=26 м
r=0,046 Ом
x=0,007 Ом
Sum(r)=0,594 Ом
Sum(x)=0,119 Ом
Тип: АС-16
П10(188)
L=103,657 м
r=0,059 Ом
x=0,031 Ом
Sum(r)=0,059 Ом
Sum(x)=0,031 Ом
Тип: АС-50
П13(383)
L=105,437 м
r=0,189 Ом
x=0,031 Ом
Sum(r)=0,413 Ом
Sum(x)=0,09 Ом
Тип: АС-16
К-7
П12(328)
L=59,008 м
r=0,106 Ом
x=0,017 Ом
Sum(r)=0,273 Ом
Sum(x)=0,066 Ом
Тип: АС-16
П15(517)
L=197,194 м
r=0,224 Ом
x=0,059 Ом
Sum(r)=0,224 Ом
Sum(x)=0,059 Ом
Тип: АС-25
П5(561)
L=89,639 м
r=0,159 Ом
x=0,026 Ом
Sum(r)=0,326 Ом
Sum(x)=0,075 Ом
Тип: АС-16
К-8
П14(509)
L=60 м
r=0,108 Ом
x=0,018 Ом
Sum(r)=0,521 Ом
Sum(x)=0,108 Ом
Тип: АС-16
П2(617)
L=75,312 м
r=0,135 Ом
x=0,022 Ом
Sum(r)=0,548 Ом
Sum(x)=0,112 Ом
Тип: АС-16

ТП2


К-1
К-2
К-3
К-6
К-8
ТП
Rтр=0,0015
Xтр=0,008
П3(547)
L=68,147 м
r=0,077 Ом
x=0,02 Ом
Sum(r)=0,077 Ом
Sum(x)=0,02 Ом
Тип: АС-25
П2(613)
L=86,122 м
r=0,155 Ом
x=0,025 Ом
Sum(r)=0,206 Ом
Sum(x)=0,062 Ом
Тип: АС-16
П10(22)
L=29 м
r=0,052 Ом
x=0,008 Ом
Sum(r)=0,225 Ом
Sum(x)=0,065 Ом
Тип: АС-16
П15(169)
L=28,017 м
r=0,05 Ом
x=0,008 Ом
Sum(r)=0,108 Ом
Sum(x)=0,066 Ом
Тип: АС-16
К-4
К-7
К-9
П8(110)
L=124,071 м
r=0,051 Ом
x=0,037 Ом
Sum(r)=0,051 Ом
Sum(x)=0,037 Ом
Тип: АС-70
П1(152)
L=49,01 м
r=0,088 Ом
x=0,014 Ом
Sum(r)=0,139 Ом
Sum(x)=0,051 Ом
Тип: АС-16
П6(1)
L=92,021 м
r=0,053 Ом
x=0,027 Ом
Sum(r)=0,122 Ом
Sum(x)=0,085 Ом
Тип: АС-50
П13(561)
L=32,015 м
r=0,057 Ом
x=0,009 Ом
Sum(r)=0,137 Ом
Sum(x)=0,068 Ом
Тип: АС-16
П7(20)
L=116,758 м
r=0,005 Ом
x=0,035 Ом
Sum(r)=0,005 Ом
Sum(x)=0,035 Ом
Тип: АС-500
П9(552)
L=68 м
r=0,122 Ом
x=0,02 Ом
Sum(r)=0,173 Ом
Sum(x)=0,057 Ом
Тип: АС-16
П14(21)
L=28,319 м
r=0,032 Ом
x=0,008 Ом
Sum(r)=0,058 Ом
Sum(x)=0,058 Ом
Тип: АС-25
П5(618)
L=77,897 м
r=0,064 Ом
x=0,023 Ом
Sum(r)=0,069 Ом
Sum(x)=0,058 Ом
Тип: АС-35
П12(520)
L=30,016 м
r=0,054 Ом
x=0,009 Ом
Sum(r)=0,08 Ом
Sum(x)=0,059 Ом
Тип: АС-16
К-5
П4(547)
L=91,787 м
r=0,076 Ом
x=0,027 Ом
Sum(r)=0,081 Ом
Sum(x)=0,062 Ом
Тип: АС-35
П11(544)
L=53,31 м
r=0,021 Ом
x=0,015 Ом
Sum(r)=0,026 Ом
Sum(x)=0,05 Ом
Тип: АС-70

ТП3

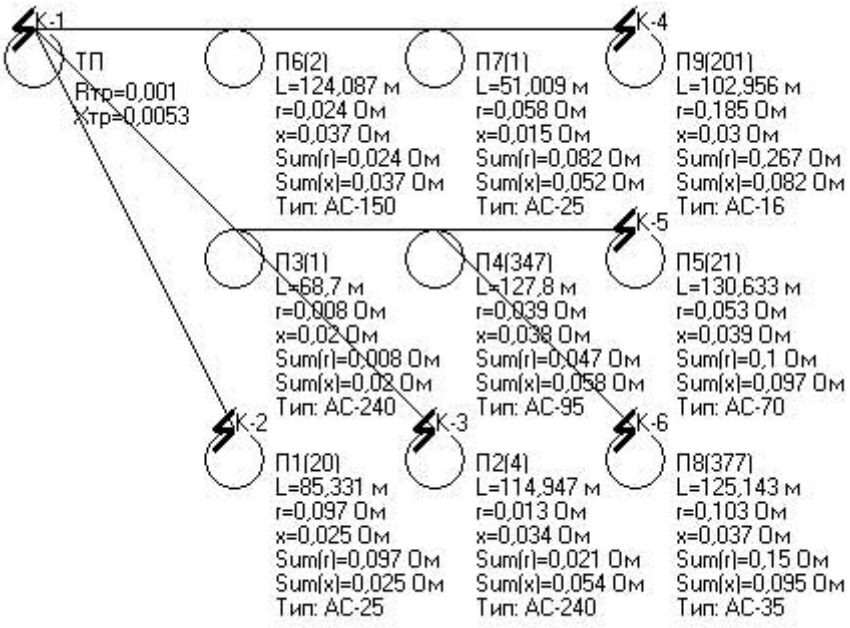


Таблица 16

Результаты расчётов токов короткого замыкания высоковольтной сети

Точка к.з.	r, Ом	x, Ом	Z, ом	$Z_п$, Ом	T_a	$К_{уд}$	$I^{(3)}$	$I^{(2)}$	$I^{(1)}$	$i_{уд}$
К-1	0	6,7284	6,7284	-	0	2	3,1534	2,7309	-	8,9191
К-2	3,789	1,495	9,0543	-	0,0012	1,0002	2,3433	2,0293	-	3,3145
К-3	4,444	1,111	9,0113	-	0,0007	1	2,3545	2,039	-	3,3297
К-4	3,759	1,484	9,0318	-	0,0012	1,0002	2,3492	2,0344	-	3,3229

Таблица 17

Результаты расчётов токов короткого замыкания низковольтной сети трансформаторных подстанций

Точка к.з.	r, Ом	x, Ом	Z, ом	$Z_п$, Ом	T_a	$К_{уд}$	$I^{(3)}$	$I^{(2)}$	$I^{(1)}$	$i_{уд}$
ТП №1										
К-1	0,00152	0,00806	0,0082	0	0,0168	1,5514	28,093	24,3292	0	61,6363
К-2	0,177	0,029	0,1826	0,179	0,0005	1	1,2615	1,0924	2,2245	1,784
К-3	0,246	0,041	0,253	0,249	0,0005	1	0,9105	0,7885	1,5998	1,2876
К-4	0,273	0,044	0,0617	0,276	0,0005	1	3,7335	3,2333	1,4429	5,2799
К-5	0,408	0,088	0,244	0,417	0,0006	1	0,9441	0,8176	0,9559	1,3351
К-6	0,283	0,067	0,1174	0,29	0,0007	1	1,9622	1,6993	1,3719	2,7749
К-7	0,273	0,066	0,1107	0,28	0,0007	1	2,0809	1,8021	1,4206	2,9428
К-8	0,521	0,108	0,1125	0,532	0,0006	1	2,0476	1,7732	0,7498	2,8957
К-9	0,277	0,054	0,0598	0,282	0,0006	1	3,8522	3,3361	1,4138	5,4478

К-10	0,39	0,085	0,0689	0,399	0,0006	1	3,3434	2,8954	0,9996	4,7282
К-11	0,594	0,119	0,0508	0,605	0,0006	1	4,5346	3,927	0,6586	6,4128
К-12	0,528	0,108	0,1444	0,538	0,0006	1	1,5953	1,3815	0,7403	2,256
ТП №2 (ст. малая Донская)										
К-1	0,00152	0,00806	0,0082	0	0,0168	1,5514	28,093	24,3292	0	61,6363
К-2	0,077	0,02	0,0841	0,079	0,0008	1	2,7391	2,3721	5,0153	3,8736
К-3	0,206	0,062	0,1601	0,215	0,0009	1	1,4388	1,246	1,8547	2,0347
К-4	0,139	0,051	0,0925	0,148	0,0011	1,0001	2,4904	2,1567	2,6948	3,5223
К-5	0,081	0,062	0,0854	0,102	0,0024	1,0155	2,6974	2,336	3,9115	3,8738
К-6	0,225	0,065	0,0562	0,234	0,0009	1	4,0989	3,5497	1,7036	5,7967
К-7	0,122	0,085	0,0651	0,148	0,0022	1,0106	3,5385	3,0644	2,6834	5,0572
К-8	0,108	0,066	0,0544	0,126	0,0019	1,0051	4,2346	3,6672	3,1524	6,0191
К-9	0,137	0,068	0,0617	0,152	0,0015	1,0012	3,7335	3,2333	2,6087	5,2863
ТП №3 (ст. Донская)										
К-1	0,00101	0,00537	0,0054	0	0,0169	1,5533	42,6597	36,9443	0	93,7104
К-2	0,097	0,025	0,103	0,1	0,0008	1	2,2365	1,9368	3,9832	3,1628
К-3	0,021	0,054	0,0425	0,057	0,0081	1,2909	5,4203	4,6941	6,8864	9,8953
К-4	0,267	0,082	0,1898	0,279	0,0009	1	1,2137	1,051	1,4285	1,7164
К-5	0,1	0,097	0,0706	0,139	0,003	1,0356	3,2629	2,8257	2,8639	4,7787
К-6	0,15	0,095	0,1133	0,177	0,002	1,0067	2,0332	1,7608	2,2472	2,8946

Выбор и проверка аппаратуры высокого напряжения ячеек питающих линий

Согласно ПУЭ электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению, проверяют на динамическую и термическую устойчивость. Ячейка питающей линии представляет собой комплектное распределительное устройство наружной или внутренней установки. КРУН комплектуется двумя разъединителями с короткозамыкателями (QS) для создания видимого разрыва цепи при проведении профилактических и ремонтных работ обслуживающим или оперативным персоналом, выключателем нагрузки (QF) и комплектом трансформаторов тока (TA), которые служат для питания приборов релейной защиты и приборов учёта электрической энергии. Однолинейная упрощённая схема КРУН представлена на рис.

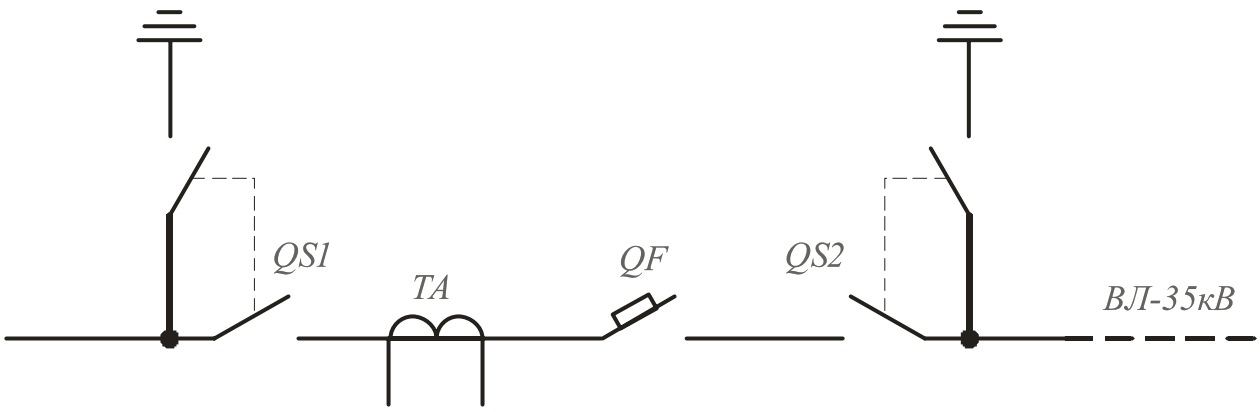


Рис. Однолинейная упрощённая схема КРУН.

Для выбора и проверки электрических аппаратов высокого напряжения целесообразно составить таблицу, куда вносятся исходные данные места установки аппарата и его каталожные данные. Место установки – РТП.

Таблица 18

Сравнение исходных данных места установки, с параметрами выключателя, разъединителя, трансформатора тока

Исходные данные места установки	Параметры выключателя	Параметры разъединителя	Параметры Трансформатора тока
	Тип ВП-35	Тип РНД(З)-35/1000	Тип ТПОЛ-35
$U_{ном}$ = 35 кВ	35 кВ	35 кВ	35 кВ
$I_{ном}$ =66,436 А	0,4 кА	1000 А	400 А
$I_{K1}^{(3)}$ = 3,153 кА	5 кА	-	-
$i_{удK1}$ = 8,919 кА	16 кА	64 кА	100 кА
$[I_{K1}^{(3)}]^2 \cdot t_к$	6,3 кА	25 кА	1,6 кА

Как видно из табл. 18 параметры всех выбранных аппаратов удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Расчёт сети по потере напряжения при пуске электродвигателя

Когда в сети работают короткозамкнутые асинхронные электродвигатели большой мощности, то после того, как сеть рассчитана по

допустимым отклонения напряжения, её проверяют на кратковременные колебания напряжения при пуске электродвигателей. Известно, что пусковой ток асинхронного короткозамкнутого электродвигателя в 4…7 раз больше его номинального значения. Вследствие этого потеря напряжения в сети при пуске может в несколько раз превышать потерю напряжения на двигателе будет значительно ниже, чем в обычном режиме.

Однако в большинстве случаев электродвигатели запускают не слишком часто (несколько раз в час), продолжительность разбега двигателя невелика – до 10 с.

При пуске электродвигателей допускаются значительно большие понижения напряжения, чем при нормальной работе. Требуется только чтобы пусковой момент двигателя, был достаточен для преодоления момента сопротивления и, следовательно, двигатель мог нормально развернуться.

Допустимое отклонение напряжения на зажимах двигателя определяются по формуле

$$\delta U_{доп.д} = -\left(1 - \sqrt{\frac{\lambda_{тр} + 0{,}25}{\lambda_{пуск}}}\right) \times 100\%, \qquad (45)$$

Параметры сети от подстанции до места установки электродвигателя определяются по формулам

$$r_л = r_o \times L, \qquad (46)$$

$$x_л = x_o \times L, \qquad (47)$$

Фактическое отклонение напряжения на зажимах электродвигателя определяется по формуле

$$\delta U_{д.пус.ф.} = -\delta U_{д.д.пуск} - \Delta U_{тр.пуск} - \Delta U_{Л0,38пуск.}, \qquad (48)$$

где $\delta U_{д.д.пуск}$ - отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска, %;

$\Delta U_{тр.пуск}$ - потери напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя, %;

$\Delta U_{Л.0,38\ \ пуск}$ – потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске электродвигателя, %.

Потеря напряжения в трансформаторе при пуске электродвигателя определяется по формуле

$$\Delta U_{тр.пуск} = \frac{P_{д.пуск} \times \left(U_a\% + U_p\% \times tg\ \ _{пуск}\right)}{S_{ном}}. \qquad (49)$$

Мощность двигателя при пуске определяется по формуле

$$P_{д.пуск} = \frac{P_{ном} \times \kappa_I \times \cos\ \ _{пуск} \times \left(\dfrac{\lambda_{тр} + 0{,}25}{\lambda_{пуск}}\right)}{\eta_{ном} \times \cos\ \ _{ном}}, \qquad (50)$$

где K_I – кратность пускового тока.

Коэффициент реактивной мощности при пуске определяется по формуле

$$tg\varphi_{пуск} = \frac{X_{к.п}}{R_{к.п}}. \qquad (51)$$

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ при пуске определяется

$$\Delta U_{Л0,38пуск} = \frac{P_{д.пуск} \times 10^3 \times \left(r_л + x_л \times tg\ \ _{пуск}\right)}{U_{ном}^2} \times 100\%. \qquad (52)$$

Заключением об успешности пуска электродвигателя является условие

$$\delta U_{доп.д} > \delta U_{д.пуск.фак.} \qquad (53)$$

Потребитель П 24 (545 - Столовая с электронагревательным оборудованием и с электроплитой на 50 мест) трансформаторной подстанции ТП 1 имеет привод с электродвигателем 4А180S2Y3

<u>Паспортные данные электродвигателя</u>

$P_{ном}$=22 *кВт* $cos\varphi_{ном}$=0,91 *КПД*=0,885

λ_{max}=2,5 λ_{min}=1,1 $\lambda_{пуск}$=1,4

$\lambda_{кр}$=1,4 $R_{к.п}$=0,065 $X_{к.п}$=0,15

$S_к$=12,5 $к_I$=7,5 $\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,017)·100=1,77 %

$r_л = 0{,}277$ Ом,

$x_л = 0{,}053$ Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 2{,}307 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}397$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск} =$(65,605·1,035)/0,805=84,371 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф} =$ (84,371·15,009)/856,46=1,478 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск} =$((84371,107·(0,277+0,124))/(144400))·100%=23,465 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.} = 2{,}06$ %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.} =$-27,005 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П 3 (547 - Столовая с электронагревательным оборудованием и с электроплитой на 100 мест) трансформаторной подстанции ТП 2 имеет привод с электродвигателем 4А180М2Y3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=30 *кВт* $cos\varphi_{ном}$=0,9 *КПД*=0,905

λ_{max}=2,5 λ_{min}=1,1 $\lambda_{пуск}$=1,4

$\lambda_{кр}$=1,4 $R_{к.п}$=0,054 $X_{к.п}$=0,13

$S_к$=12,5 $к_I$=7,5 $\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,017)·100=1,77 %

$r_л = 0{,}076$ Ом,

$x_л = 0{,}02$ Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 2{,}407 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}383$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск} =$(86,311·1,035)/0,814=109,753 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф} =$(109,753·15,657)/1262,844=1,36 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск} =$((109753,191·(0,076+0,048))/(144400))·100%=9,512 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.} = 4{,}261$ %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.} =$-15,134 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П 6 (1 - Откорм свиней на 4000) трансформаторной подстанции ТП 2 имеет привод с электродвигателем 4А160S6У3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=15 *кВт* $cos\varphi_{ном}$=0,87 *КПД*=0,875

λ_{max}=2 λ_{min}=1 $\lambda_{пуск}$=1,2

$\lambda_{кр}$=1,2 $R_{к.п}$=0,11 $X_{к.п}$=0,19

$S_к$=15 $к_I$=6 $\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,099)·100=9,924 %

$r_л = 0{,}122$ Ом,

$x_л = 0{,}085$ Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 1{,}727 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}501$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск} =$(45,093·1,208)/0,761=71,576 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф} =$ (71,576·11,237)/1262,844=0,636 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск} =$((71576,61·(0,122+0,146))/(144400))·100%=13,324 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.} = 3{,}517$ %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.} =$-17,479 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П 8 (110 - Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электроводонагревателем на 400 коров) трансформаторной подстанции ТП 2 имеет привод с

электродвигателем 4А180S2Y3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=22 *кВт*	$cos\varphi_{ном}$=0,91	*КПД*=0,885
λ_{max}=2,5	λ_{min}=1,1	$\lambda_{пуск}$=1,4
$\lambda_{кр}$=1,4	$R_{к.п}$=0,065	$X_{к.п}$=0,15
$S_к$=12,5	$к_I$=7,5	$\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,017)·100=1,77 %

$r_л = 0{,}05$ Ом,

$x_л = 0{,}036$ Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 2{,}307 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}397$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск} =$(65,605·1,035)/0,805=84,371 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф} =$ (84,371·15,009)/1262,844=1,002 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск} =$((84371,107·(0,05+0,085))/(144400))·100%=7,968 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.} = 3{,}539$ %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.} =$-12,51 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П 10 (22 - Производство молока 200 коров)

трансформаторной подстанции ТП 2 имеет привод с электродвигателем 4А250М6У3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=55 *кВт*	$cos\varphi_{ном}$=0,89	*КПД*=0,915
λ_{max}=2,1	λ_{min}=1	$\lambda_{пуск}$=1,2
$\lambda_{кр}$=1,2	$R_{к.п}$=0,064	$X_{к.п}$=0,15
$S_к$=9,5	$к_I$=6,5	$\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,099)·100=9,924 %

$r_л = 0{,}224$ Ом,

$x_л = 0{,}064$ Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 2{,}343 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}392$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск} =$(140,296·1,208)/0,814=208,172 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф} =$ (208,172·15,244)/1262,844=2,512 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск} =$((208172,574·(0,224+0,152))/(144400))·100%=54,399 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.} = 1{,}445$ %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.} =$-58,358 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П 14 (21 - Репродуктивная свиноферма на 400 маток) трансформаторной подстанции ТП 2 имеет привод с электродвигателем 4А200М4У3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=37 *кВт* $cos\varphi_{ном}$=0,9 *КПД*=0,91

λ_{max}=2,5 λ_{min}=1 $\lambda_{пуск}$=1,4

$\lambda_{кр}$=1,4 $R_{к.п}$=0,074 $X_{к.п}$=0,16

$S_к$=10 $к_I$=7 $\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,017)·100=1,77 %

$r_л = 0{,}057$ Ом,

$x_л = 0{,}058$ Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 2{,}162 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}419$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск} =$(108,722·1,035)/0,819=137,491 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф} =$(137,491·14,063)/1262,844=1,531 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск} =$((137491,228·(0,057+0,125))/(144400))·100%=17,463 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.} = 3{,}565$ %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.} =$-22,559 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П 1 (20 - Репродуктивная свиноферма на 200 маток) трансформаторной подстанции ТП 3 имеет привод с электродвигателем 4А112М4У3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=7,5 *кВт*	$cos\varphi_{ном}$=0,86	*КПД*=0,875
λ_{max}=3	λ_{min}=1,7	$\lambda_{пуск}$=2,2
$\lambda_{кр}$=2,2	$R_{к.п}$=0,088	$X_{к.п}$=0,15
$S_к$=19,5	$к_I$=7,5	$\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-0,811)·100=-18,815 %

$r_л = 0{,}097$ Ом,

$x_л = 0{,}025$ Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 1{,}704 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}506$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск} =$(28,463·0,659)/0,752=24,93 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф} =$ (24,93·11,089)/1273,846=0,217 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск} =$((24930,121·(0,097+0,042))/(144400))·100%=2,41 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.} = 4{,}999$ %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.}$ = -7,626 %.

Пуск двигателя не состоится!!!!.

Потребитель П 2 (4 - Откорм свиней на 10000) трансформаторной подстанции ТП 3 имеет привод с электродвигателем 4А225М2Y3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=55 *кВт* $cos\varphi_{ном}$=0,92 *КПД*=0,91

λ_{max}=2,5 λ_{min}=1,2 $\lambda_{пуск}$=1,4

$\lambda_{кр}$=1,4 $R_{к.п}$=0,055 $X_{к.п}$=0,16

$S_к$=11 $к_I$=7,5 $\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,017)·100=1,77 %

$r_л$ = 0,021 Ом,

$x_л$ = 0,053 Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 2{,}909 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}325$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск}$ = (134,095·1,035)/0,837=165,891 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф}$ = (165,891·18,918)/1273,846=2,463 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск}$ = ((165891,693·(0,021+0,157))/(144400))·100%=20,459 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.}$ = 4,919 %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.}$ = -27,842 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П 3 (1 - Откорм свиней на 4000) трансформаторной подстанции ТП 3 имеет привод с электродвигателем 4А180М2Y3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=30 *кВт*	$cos\varphi_{ном}$=0,9 *КПД*=0,905	
λ_{max}=2,5	λ_{min}=1,1	$\lambda_{пуск}$=1,4
$\lambda_{кр}$=1,4	$R_{к.п}$=0,054	$X_{к.п}$=0,13
$S_к$=12,5	$к_I$=7,5	$\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,017)·100=1,77 %

$r_л$ = 0,008 Ом,

$x_л$ = 0,02 Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 2{,}407 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}383$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск}$ = (86,311·1,035)/0,814=109,753 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф}$ = (109,753·15,657)/1273,846=1,349 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск}$ = ((109753,191·(0,008+0,048))/(144400))·100%=4,267 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.}$ = 4,606 %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.}$ = -10,223 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П 5 (21 - Репродуктивная свиноферма на 400 маток) трансформаторной подстанции ТП 3 имеет привод с электродвигателем 4А200М6У3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=22 *кВт*	$cos\varphi_{ном}$=0,9 *КПД*=0,9	
λ_{max}=2,4	λ_{min}=1	$\lambda_{пуск}$=1,3
$\lambda_{кр}$=1,3	$R_{к.п}$=0,092	$X_{к.п}$=0,17
$S_к$=13,5	$к_I$=6,5	$\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,056)·100=5,611 %

$r_л$ = 0,1 Ом,

$x_л$ = 0,097 Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 1{,}847 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}475$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск}$ = (68,06·1,115)/0,81=93,72 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф}$ = (93,72·12,021)/1273,846=0,884 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск}$ = ((93720,978·(0,1+0,179))/(144400))·100%=18,123 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.}$ = 4,847 %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного

электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.}$ = -23,855 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Потребитель П 6 (2 - Откорм свиней на 6000) трансформаторной подстанции ТП 3 имеет привод с электродвигателем 4А200L2Y3

Паспортные данные электродвигателя

$P_{ном}$=45 *кВт*	$cos\varphi_{ном}$=0,9 *КПД*=0,91	
λ_{max}=2,5	λ_{min}=1	$\lambda_{пуск}$=1,4
$\lambda_{кр}$=1,4	$R_{к.п}$=0,058	$X_{к.п}$=0,15
$S_к$=11,5	$к_I$=7,5	$\lambda_{тр}$=1,2

$\delta U_{доп.д.}$=-(1-1,017)·100=1,77 %

$r_л$ = 0,024 Ом,

$x_л$ = 0,036 Ом.

Пусковой коэффициент реактивной мощности равен

$tg\varphi_{пуск} = 2{,}586 \Rightarrow \cos\varphi_{пуск} = 0{,}36$

Мощность асинхронного двигателя при пуске равна

$P_{д.пуск}$ = (121,717·1,035)/0,819=153,925 кВт.

Потери напряжения в трансформаторе при пуске асинхронного электродвигателя равны

$\Delta U_{трансф}$ = (153,925·16,819)/1273,846=2,032 %.

Потери напряжения в линии 0,38 кВ при пуске двигателя равны

$\Delta U_{Л0,38пуск}$ = ((153925,293·(0,024+0,095))/(144400))·100%=12,758 %

Отклонение напряжения на зажимах электродвигателя до пуска

$\Delta U_{д.д.пуск.}$ = 5,08 %

Фактическое отклонение напряжения на зажимах асинхронного

электродвигателя при пуске составит

$\delta U_{д.пус.ф.}$ =-19,871 %.

Пуск двигателя произойдет успешно.

Выбор устройств от перенапряжений

Защиту подстанций напряжением 10 – 35 кВ выбирают в зависимости от их мощности. Если мощность подстанции менее 630 кВА, на каждой ее системе шин устанавливают комплект вентильных разрядников, расположенных возможно близко к трансформаторам и присоединенных к заземляющему контуру подстанции кратчайшим путем. Кроме того, на расстоянии 150 – 200 м от подстанции на всех подходящих воздушных линиях монтируют комплекты трубчатых разрядников РТ-1 или заменяющих их защитных искровых промежутков ПЗ-1 (при токах короткого замыкания, меньших нижнего предела, гасящегося трубчатыми разрядниками). Сопротивление заземления этих разрядников РТ-1 или промежутков ПЗ-1 должно быть не более 10 Ом.

На питающих линиях для защиты разомкнутых разъединителей или выключателей у приемных порталов или у вводов в закрытое распределительные устройства дополнительно устанавливают трубчатые разрядники РТ-2 или защитные промежутки ПЗ-2, присоединяя их к заземляющему контуру подстанции. Подстанции мощностью 630 кВ-А и больше защищают так же, но дополнительно все воздушные линии передачи, подходящие к этим подстанциям на расстояние 150 – 200 м, защищают протяженными молниеотводами, (тросы). При этом трубчатые разрядники РТ-1 или защитные промежутки ПЗ-1 устанавливают в начале подходов линий передачи, защищенных тросами. Протяженные молниеотводы заземляют на каждой опоре подходов, причем импульсные сопротивления заземлений должны быть не более 10 Ом. В начале

подхода к заземлению опоры присоединяют трос и разрядник РТ-1 или промежуток ПЗ-1. В конце подхода трое к заземленному контуру подстанции не присоединяют, а обрывают на первой опоре от подстанции. При этом пролет (50 – 60 м), не защищенный тросом, должен перекрываться защитными зонами стержневых молниеотводов, устанавливаемых для защиты открытых подстанций такой мощности.

Расчет выполнен с помощью программы Электроснабжение 1.2 - конструктор дипломных проектов по электроснабжению. Новые версии программы смотрите на сайте http://elsnabgenie.narod.ru Замечания присылайте на e-mail: elsnabgenie@narod.ru