

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« » 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Регулирование режима работы группы ВЭС в системе
Электроснабжения животноводческого комплекса»
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнила Сейдахмет Дулат Тәңірбергенұлы ЭСНУ-10-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жакупов А.А. к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е. ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Казанина И.В. к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Сейдахмет Дулат Тәңірбергенұлы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта: Регулирование режима работы группы ВЭС в системе
Электроснабжения животноводческого комплекса

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Генеральный план животноводческого комплекса. Сведения о нагрузках животноводческого комплекса. Сведения об источнике питания: ВЭС типа БОНИ 1,25/4 ШхВ

Перечень продолжающих разработке в дипломном проекте вопросов

1. Технология производства 2. Расчёт электрических нагрузок. 3.

Определение центра питания Ж.К. 4. Теоретические основы использования энергии ветра. 5. Энергетические ресурсы ветра Казахстана. 6. Оценка выработки электроэнергии ВЭС в конкретных условиях местности и выбор типа ВЭС как источника питания. 7. Расчёт и выбор сечения проводов В.Л. 8. Механический расчёт проводов В.Л. 9. Выбор и механический расчёт опор В.Л. 10. Выбор дополнительного источника питания. 11. Выбор резервного источника питания. 12. Расчёт падения напряжение. 13. Проверка сети 0,4кВ на колебание напряжения. 14. Расчёт токов к.з. 15. Выбор коммутационного и защитного оборудования. 16. Специальная часть. 16. Экономическая часть. 17. Б.Ж.Д.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) 1. Генеральный план животноводческого комплекса. 2. ВЭС типа БОНИ 1,25/4шхв; 3. План и разрез ДЭС. 4. Схема электроснабжения животноводческого комплекса. 5. Генератор ВЭС типа БОНИ 1,25/4 шхв. 6. Чертёж по специальной части.

Рекомендуемая основная литература 1. ПУЭ 2. Тажиев Т.И. «Энергия ветра как энергетическая база». 3. Болотов А.В. Низовкин В.М. «Виндратовская

Аннотация

Целью данной дипломной работы является расчет электроснабжения животноводческого комплекса. В пояснительной записке приводится расчет силовых нагрузок, нагрузки освещения, расчет потерь напряжения, выбор оборудования на стороне высшего и низшего напряжения, в соответствии с требованиями к надёжности электроснабжения. Выбрана рациональная схема внешнего электроснабжения потребителя путем сравнения вариантов внешнего электроснабжения. После расчета токов короткого замыкания выбрано электрооборудование распределительных сетей предприятия, выбраны и рассчитаны виды защит и автоматических устройств. Рассмотрены вопросы защита силовых трансформаторов, безопасность жизнедеятельности, экономическая часть.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыстың мақсаты мал шаруашылығының электр энергиясымен қамтамасыздандыру есебі болып табылады. Түсініктеме бөлімінде электр қамту сенімділігі талаптары бойынша күштік және жарықтандыру жүктеме есебі, трансформатор және реактивті энергияны өтеуші құрылғыны, жоғарғы және төменгі кернеу жабдықтарын таңдау есебі көрсетілген. Тұтынушыны энергиямен қамтамасыздандыру сұлбаларының арасының, ең тиімді нұсқасы таңдалды. Қысқа тұйықталу есебінен кейін мекеменің электр тарату жүйесі жабдықтары таңдалды. Сонымен қатар реле арқылы қорғау түрлері есебі мен автоматика құрылғыларын таңдау көрсетілген. Күштік трансформатор қорғау бөлімі, өміртіршілік қауіпсіздігі және экономика мәселелері қарастырылған.

Annotation

Purpose dannoy diplomnoy raboty yavlyaetsya raschet elektropcnabzheniya livestock complex. In poyacnitelnoy zapicke ppivoditcya raschet cilovyh nagpuzok, nagpuzki ocvescheniya calculation of voltage, the choice obopudovaniya nA stopone vycshego and nizshego nappyazheniya, your local authorities to c tpebovaniyami nadezhnocti elektropcnabzheniya. Vybpana patsionalnaya chema vneshnego elektropcnabzheniya potpebitelya by spravneniya vapiantov vneshnego elektropcnabzheniya. Pogle rascheta tokov kopotkogo zamykaniya vybpano elektroobopudovanie rasppedelitelnyh cetey ppedppiatiya, vybpany rasschitany types and protective and avtomaticheskikh ucproyctv. Rassmotpeny voppocy zaschita cilovyh tpancfopmatopov, bezopacnoct zhiznedeyatelnocti, ekonomicheckaya chact.

Содержание:

Введение	8
1 Краткое описание технологии производства	10
2 Расчет электрических нагрузок животноводческого комплекса	11
3 Определение центра питания животноводческого комплекса	18
4 Теоретические основы использования энергии ветра	20
5 Особенности режима и энергетические ресурсы ветра Казахстана	22
6 Оценка выработки электроэнергии ветроэлектростанцией в конкретных условиях местности	27
7 Электрический расчет и выбор сечения проводов воздушной линии 0,4 кВ.	37
8 Механический расчет проводов воздушной линии	39
9 Расчет и выбор опор воздушной линии	42
10 Механический расчёт опор воздушной линии	43
11 Электрическое оборудование на опорах воздушной линии	47
12 Выбор дополнительного источника питания животноводческого комплекса	48
13 Выбор резервного источника питания животноводческого комплекса	50
14 Расчет падения напряжения в сети 0,38кВ	51
15 Проверка сети 0,4 кВ на колебание напряжения при пуске электродвигателей	53
16 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4кВ	55
17 Выбор коммутационного и защитного оборудования	58
18 Специальная часть: Режим работы и регулирования двухагрегатных генераторов ветроэлектрических станций мощностью 30 кВт	63
19 Экономическая часть	72
19.1 Определение суммарной трудоемкости	72
19.2 Расчет численности дежурного и обслуживающего персоналом	74
19.3 Составление сметы затрат на осуществление ремонтного обслуживания электрооборудования	77
19.4 Калькулирования себестоимость передачи и распределения электроэнергии за год	77
19.5 Оптимизация сетевого графика	80
20 Безопасность жизнедеятельности	81
20.1 Анализ условий труда обслуживающего персонала ветроэлектрических станций	81
20.2 Расчет искусственного освещения производственного помещения ветроэлектрической установки	83
20.3 Определение теплотерь и составление теплового баланса производственного помещения ветроэлектрических установок	85

20.4	Расчет заземления ветроэлектрических станций	88
20.5	Заземление опор воздушной линии напряжением 0,4кВ	91
20.6	Расчет молнезащиты ветроэлектрических станций	91
	Заключение	
	Перечень сокращений и обозначений	
	Список используемой литературы	
	Приложение А.	

Введение

Наряду с промышленностью, животноводство и полеводство являются основными и ведущими отраслями народного хозяйства Республики Казахстан. Поэтому механизация и электрификация процессов производства сельского хозяйства остается одной из основных задач сегодняшнего дня.

Дальнейшее развитие и интенсификация сельскохозяйственного производства требует развития энергетики. В сегодняшнее время сельские потребители часто остаются без электроэнергии из-за различных финансовых недоговоренностей. Это обуславливает необходимость использования различных источников энергии, традиционных и новых, централизованных и местных. Поэтому необходимо увеличить масштабы использования в народном хозяйстве возобновляемых источников энергии.

Применение установок, преобразующих энергию возобновляемых источников в другие виды энергии направлено на сокращение жидкого топлива и повышения экономичности энергоснабжения, в первую очередь относительно небольших и рассредоточенных объектов, расположенных в соответствующих зонах, в районах с малой плотностью нагрузки, удаленных от энергосистемы.

Значительное развитие в последние десятилетия получила ветроэнергетика. Это относится к практике применения ветроустановок, к научным исследованиям и опытно-конструкторским разработкам.

В этот период были созданы и разрабатываются в настоящее время новые высокопроизводительные и экономичные ветроэнергетические установки различной мощности и назначения, в первую очередь для производства электрической энергии. В их числе основную роль играет менее материалоемкие и более эффективные агрегаты.

Неоцененную роль сможет сыграть использование столь мощного энергетического ресурса, как энергия ветра и в разрешение проблемы механизации и электрификации сельского хозяйства Казахстана. Если учесть, что во многих районах республики сила ветра является главным, а иногда и единственным источником энергии, то становится ясно насколько актуальным и важным является внедрение в Казахстане ветроэнергетики.

Следует отметить, что широко рассматривается использование ветровых электрических станций (ВЭС) большой единичной мощности совместно с традиционными электростанциями в местных энергосистемах, а также для электрификации относительно крупных объектов. При этом имеется в виду их комплексное применение с тепловым резервом или электрическими станциями.

1. Краткое описание технологии производства

Хранение кормов на животноводческом комплексе осуществляется на складе кормов, который рассчитан на хранение в нём двухсот тонн корма. В нём корма подвергаются щипки, в них добавляются различные минеральные добавки. Транспортировка и раздача кормов осуществляется кормораздатчиком, который заезжая в коровник и проезжая вдоль кормушек осуществляет раздачу кормов. Доение коров осуществляется два раза в день ранним утром и вечером. Дойка коров осуществляется автоматическими аппаратом машинного доения. Чистка и уборка коровников производится механически или вручную. На территории комплекса находится ветпункт для ухода и лечения больных животных. Также имеется изолятор на 30 мест. В пункте искусственного осеменения осуществляется увеличение поголовия скота.

Не далеко от территории животноводческого комплекса расположен естественный водоем, откуда производится ловля рыбы. Рыбу коптят в коптильном цехе. Так же на территории животноводческого комплекса находится склад для рыбы, рассчитанный на одну тонну.

2. Расчет электрических нагрузок животноводческого комплекса

Исходные данные:

Таблица 2.1 – Электрические нагрузки комплекса

№ по плану	Наименование	Установленная мощность кВт	Дневной максимум кВт кВар		Вечерний максима, кВт кВар		Коэффициенты сезонности			
			$P_{\text{му}}$	$Q_{\text{м.д.}}$	$P_{\text{в}}$	$Q_{\text{мв}}$	K_3	$K_{\text{в}}$	$K_{\text{А}}$	$K_{\text{О}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Коровник на 200 коров	35	17	13	17	13	1	0,8	0,7	0,9
2	Коровник на 200 коров	35	17	13	17	13	1	0,8	0,7	0,9
3	Родильное отделение	35	12	-	12	-	1	0,9	0,5	0,8
4	Коровник на 200 коров	35	17	13	17	13	1	0,8	0,7	0,9
5	Коровник на 200 коров	35	17	13	17	13	1	0,8	0,7	0,9
6	Родильное отделение	35	12	-	12	-	1	0,9	0,5	0,8
7	Коровник на 200 коров	35	17	13	17	13	1	0,8	0,7	0,9
8	Коровник на 200 коров	35	17	13	17	13	1	0,8	0,7	0,9
9	Родильное отделение	35	12	-	12	-	1	0,9	0,5	0,8
10	Коровник на 200 коров	35	17	13	17	13	1	0,8	0,7	0,9
11	Коровник на 200 коров	35	17	13	17	13	1	0,8	0,7	0,9
12	Здание для молодняка	17	5	4	8	6	1	0,8	0,6	0,9
13	Здание для молодняка	17	5	4	8	6	1	0,8	0,6	0,9
14	Здание для молодняка	17	5	4	8	6	1	0,8	0,6	0,9
15	Изолятор на 30 мест	3	1,5	-	1,5	-	1	0,9	0,7	0,8
16	Ветпункт	5	3	-	3	-	1	0,9	0,7	0,8

Продолжение таблицы 2.1

№ по плану	Наименование	Установленная мощность кВт	Дневной максимум кВт кВар		Вечерний максима, кВт кВар		Коэффициенты сезонности			
			$P_{\text{му}}$	$Q_{\text{м.д.}}$	$P_{\text{в}}$	$Q_{\text{мв}}$	K_3	$K_{\text{в}}$	$K_{\text{А}}$	$K_{\text{О}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	Склад кормов на 200т	15	8	6	6	4	1	0,5	0,7	1
18	Служебно-бытовые помещения	15	4	3	7	5	1	0,9	0,7	0,8
19	Пункт искусственного осеменения	4	2	-	-	-	1	0,9	0,7	0,8
20	Жилой многоквартирный дом	5	2,1	1,2	5	2,3	1	0,83	0,75	0,9
21	Жилой многоквартирный дом	5	2,1	1,2	5	2,3	1	0,83	0,75	0,9
22	Склад мороженой рыбы, 1т	12	8	6	8	6	0,8	0,3	0,7	1
23	Коптильный цех	10	6	4	2	1	1	0,5	0,7	1
24	Насосная станция	55	55	50	55	50	0,1	0,3	1	0,4
Наружное освещение		-	0	0	8,9	0	1	1	1	1

Расчёт электрических нагрузок животноводческого комплекса производим в соответствии с «Методическими указаниями по расчёту электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения» разработанными Сельэнергопроектом.

Расчет электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ производится суммированием нагрузок на участие линии, с учётом коэффициентов одновременности отдельно для дневного и вечернего максимума нагрузки.

Расчётная дневная нагрузка равна:

$$P_d = K_o \sum P_{di}; \quad (2.1)$$

а вечерняя нагрузка равна:

$$P_v = K_o \sum P_{vi}; \quad (2.2)$$

Где: K_o -коэффициент одновременности;

P_{di} P_{vi} – дневная и вечерняя нагрузка на вводе i -ого потребителя.

Определим нагрузки наружного освещения. Расчёт нагрузок наружного освещения производим по «Методическим указаниям по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения» (табл. 2.1) [7].

Дорога с покрытием типа грунтовая, шириной 10 метров, расчетная нагрузка на один погонный метр длинный до роги составит 7,0 Вт/м, при общей длине

Дорог 0,72км нагрузка уличного освещения составит:

$$7,0 \cdot 0,72 = 5,04 \text{ кВт.}$$

При общей длине периметра 620м нагрузка наружного освещения составит (при количестве помещений 8):

$$0,25 \cdot 8 + 0,003 \cdot 620 = 3,86 \text{ кВт.}$$

Примем наружное освещение лампами накаливания. Тогда суммарная нагрузка уличного освещения составит:

$$5,04 + 3,86 = 8,9 \text{ кВт.}$$

На линии 0-1:

$$P_{d1} = (4 \times 17) \cdot 0,85 = 52,36 \text{ кВт};$$

$$P_{d1} = (2 \times 12) \cdot 0,85 = 20,41 \text{ кВт.}$$

Суммарная нагрузка на линии 0-1

$$P_{д1\Sigma}=(52,36+20,41)\cdot 0,85=61,8\text{кВт.}$$

На линии 0-2:

$$P_{д2}=(2\times 17)0,85=28,9\text{кВт}; P_{д2\Sigma}=(28,9+12)\cdot 0,85=37,7\text{кВт.}$$

Суммарная нагрузка на линии 0,2:

$$P_{д2\Sigma}=37,7\text{кВт.}$$

На линии 0-3

$$P_{д3}=(2\times 17)0,85=28,9\text{кВт};$$

$$P_{д3}=(2\times 2,1)0,85=3,57\text{кВт};$$

$$P_{д3}=(8+6)\cdot 0,85=11,9\text{кВт};$$

$$P_{д3}=(28,9+11,9)0,86=34,68\text{кВт.}$$

Суммарная нагрузка на линии 0-3:

$$P_{д3\Sigma}=34,68+3,57=38,78\text{кВт.}$$

На линии 0-4:

$$P_{д3}=(5+2+4+8)\cdot 0,77=14,63\text{ кВт.}$$

На линии 0-5:

$$P_{д5}=(2\times 5)0,85=8,5\text{ кВт}; P_{д5}=(3+1,5)0,85=3,8\text{ кВт.}$$

Суммарная нагрузка на линии 0-5:

$$P_{д\Sigma 5}=(8,5+3,8)0,85=10,48\text{ кВт.}$$

Определим суммарную нагрузку 4 и 5 линии:

$$P_{д\Sigma 5,4}=P_{д\Sigma 5}+P_{д\Sigma 4}=(10,48+14,63)\cdot 0,85=21,3\text{ кВт.}$$

Далее находим общую суммарную нагрузку:

$$P_{\Sigma\text{общ}}=(61,8+37,7+36,78+21,3)0,77=121,3\text{кВт.}$$

Дневной максимум нагрузки животноводческого комплекса равен:

$$P_{\text{дшах}}=121,3\text{ кВт.}$$

Определение дневного максимума:

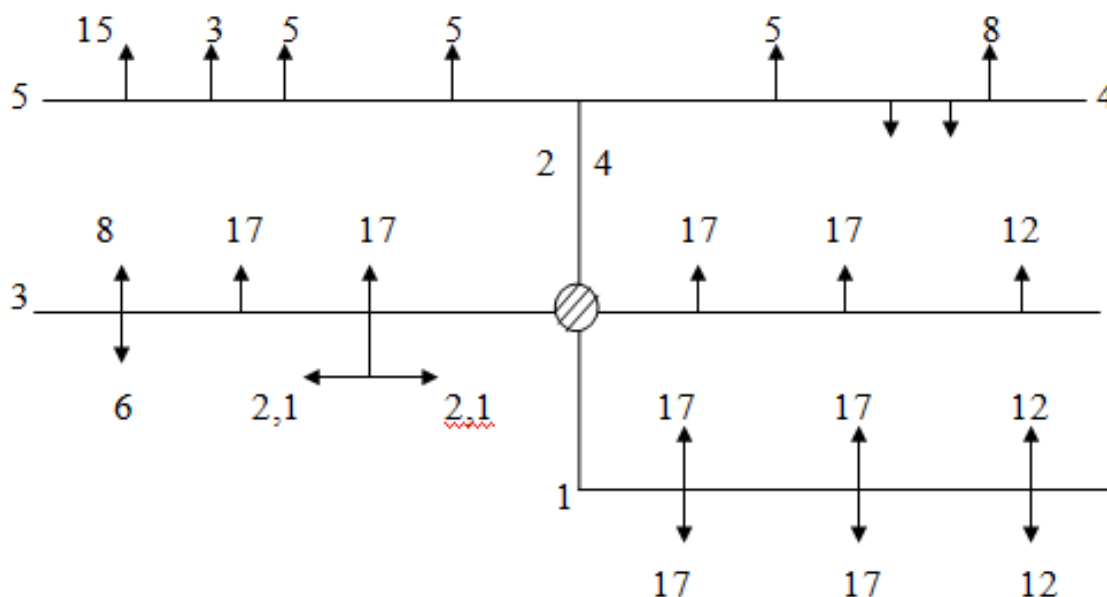


Рисунок 2.1 - Схема определения центра нагрузок

На линии 0-1:

$$P_{\text{в1}}=(4 \times 17)0,77=52,36\text{кВт};$$

$$P_{\text{в1}}=(2 \times 12)0,85=20,41\text{кВт.}$$

Суммарная нагрузка на линии 1:

$$P_{\text{в1}\Sigma}=(52,36+20,41)0,85=61,8\text{кВт.}$$

На линии 0-2:

$$P_{\text{в2}}=(2 \times 17)0,85=28,9\text{кВт.}$$

Суммарная нагрузка на линии 2:

$$P_{\text{в2}\Sigma}=(28,9+12)0,85=37,7\text{кВт.}$$

На линии 0-3:

$$P_{в3}=(2 \times 17)0,85=28,9 \text{ кВт}; P_{в3}=(2 \times 5)0,85=8,5 \text{ кВт};$$

$$P_{в3}=8+1,2=9,2 \text{ кВт}.$$

Суммарная нагрузка на линии 3:

$$P_{в\Sigma 3}=(28,9+8,5+9,2) \cdot 0,8=37,28 \text{ кВт}.$$

На линии 0-4:

$$P_{в\Sigma 4}=(8+7+6)0,8=16,8 \text{ кВт}.$$

На линии 0-5:

$$P_{в5}=2 \times 80,85=13,6 \text{ кВт};$$

$$P_{в5}=(1,5+3)0,85=3,8 \text{ кВт}.$$

Суммарная нагрузка на линии 5:

$$P_{в\Sigma 5}=(13,6+3,8)0,85=14,79 \text{ кВт}.$$

Определим суммарную нагрузку 4 и 5 линии:

$$P_{в\Sigma 4,5}=(16,8+14,79)0,85=26,85 \text{ кВт}.$$

Определяем общую суммарную вечернюю нагрузку:

$$P_{в\Sigma \text{общ}}=(61,8+37,7+37,28+26,85) \cdot 0,77=125,99 \text{ кВт}.$$

Найдём вечерний максимум нагрузки:

$$P_{\text{вмах}}=P_{в\Sigma \text{общ}}+P_{\text{освещ}}=125,99+8,9=134,89 \approx 135 \text{ кВт}.$$

Согласно произведенным расчетам потребление электроэнергии животноводческим комплексом в вечернее время наибольшее.

Определение вечернего максимума.

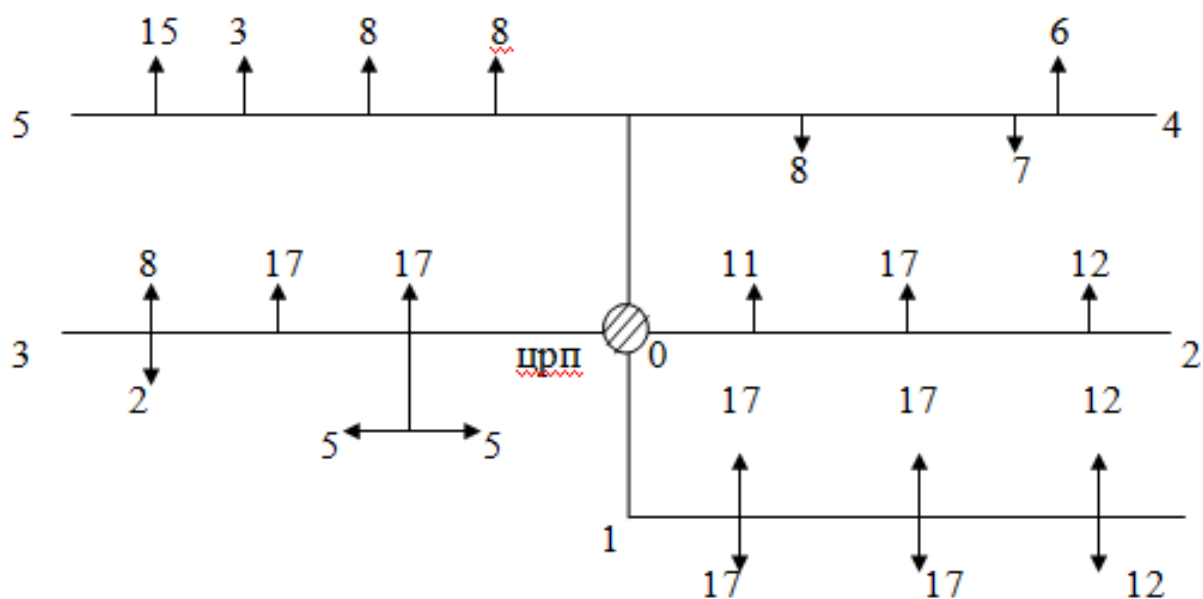


Рисунок 2.2 - Схема определения центра нагрузок

Согласно рассчитанным дневным и вечерним нагрузкам построим график нагрузки животноводческого комплекса

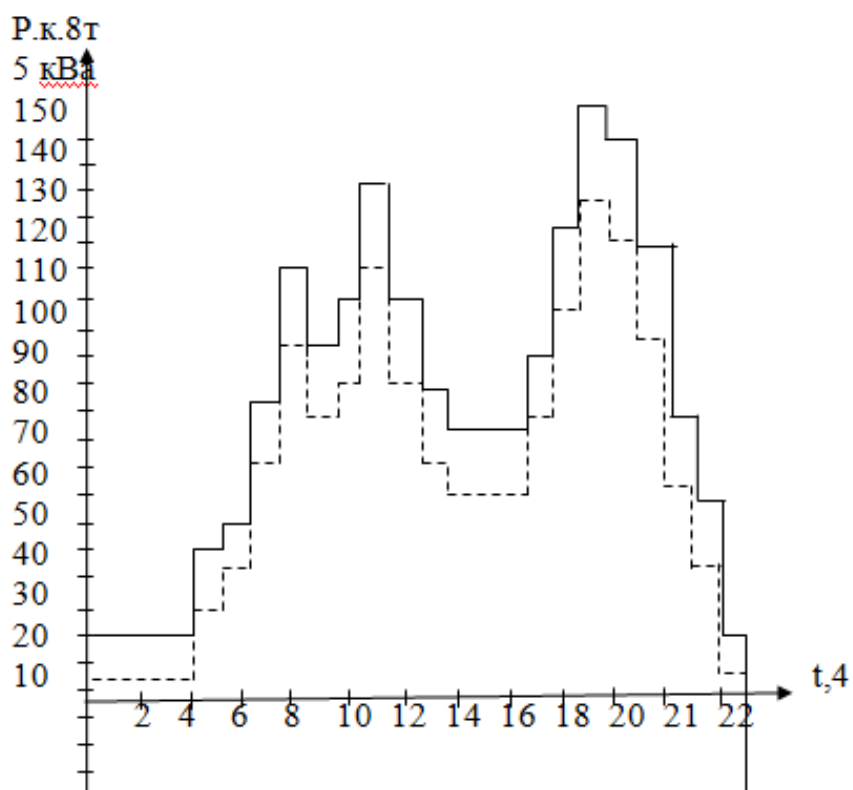


Рисунок 2.3 - График нагрузки животноводческого комплекса

3. Определение центра питания животноводческого комплекса

Центр питания располагается, как правило в центре нагрузки и от нее отходя 3-4 линии.

Центр нагрузки определяется на плане объекта электроснабжения, где наносятся оси координат x и y.

Координаты центра питания (тяжести) определяются по формулам:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} P_{pi} X_i}{\sum_{i=1}^{i=n} P_{pi}}; \quad (3.1)$$

$$y = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} P_{pi} Y_i}{\sum_{i=1}^{i=n} P_{pi}}; \quad (3.2)$$

где: x_i, y_i - координаты центров нагрузки отдельных потребителей.

P_{pi} – расчётная мощность на вводе каждого элемента.

Согласно этим формулам и координатам центров нагрузки отдельных потребителей и их расчётным мощностям приведённым в таблице 4.1. координаты центра питания будут равны:

$$X=231\text{м};$$

$$Y=211\text{м}.$$

Так как центр питания по данным координатам попадает на коровник №4, то мы подбираем место установим центра питания близкое к расчетному.

Таблица 3.1 – Таблица координатов центров нагрузки и расчетных мощностей отдельных потребителей

№ по плану	Производственное помещение	Расчетная максимальная нагрузка		Координаты размещения потребителей	
		$P_{дн}$; кВт	$P_{веч}$ кВт	X_i ; м	Y_i ; м
1	Коровник на 200 коров	17	17	230	280
2	Коровник на 200 коров	17	17	275	280
3	Коровник на 200 коров	17	17	230	190
4	Коровник на 200 коров	17	17	230	190
5	Коровник на 200 коров	17	17	275	190
7	Коровник на 200 коров	17	17	230	100
8	Коровник на 200 коров	17	17	275	100

Продолжение таблицы 3.1

10	Коровник на 200 коров	17	17	125	280
11	Коровник на 200 коров	17	17	160	280
3	Родильное отделение	12	12	320	320
6	Родильное отделение	12	12	320	190
9	Родильное отделение	12	12	320	100
12	Здание для молодняка	5	8	360	110
13	Здание для молодняка	5	8	360	170
14	Здание для молодняка	5	8	360	235
15	Изолятор на 30 мест	1,5	1,5	60	400
16	Ветпункт	3	3	70	400
17	Склад кормов	8	6	280	400
18	Служебно-бытовые помещения	4	7	340	380
19	Пункт искусственного осеменения	2	-	340	340
20	Одноквартирные дома	2,1	5	140	200
21	Одноквартирный дом	2,1	5	170	200
22	Склад мороженой рыбы	8	8	80	180
23	Коптильный цех	6	2	130	180
24	Насосная	55	55	165	180

4. Теоретические основы использования энергии ветра

Разработка теоретической основы использования энергии ветра принадлежит профессору Н.Е. Жуковскому. Работы его по ветроиспользованию были продолжены и углублены группой его учеников – профессором, доктором В.П. Ветчинкиным, профессором Г.Х. Сабининым, профессором Н.В. Красовским и другими.

Впервые в 1914 году профессор В.П. Ветчинкин разработал теорию идеального ветряка на основе теории идеального гребного винта. В этой работе В.П. Ветчинкин установил понятие коэффициента использования энергии ветра идеальным ветряком.

Профессор Н.Е. Жуковский в своей работе «Ветряная мельница НЕЖ», опубликованной им в 1920 году, разработал классическую теорию идеального ветряка, в которой им установлен коэффициент использования энергии ветра равный 0,593.

Теория идеального ветряка несколько позднее была разработана и профессором Г.Х. Сабининым, в которой им определён коэффициент использования энергии ветра идеальным ветряком равным 0,687.

Методы практического ветроиспользования в сельском хозяйстве, теория эксплуатации ветродвигателей достаточно подробно разработаны в трудах доктора технических наук Я.М. Фатеева.

Результатами многолетней работы теоретические положения в этой области были подтверждены и они получили практическое применение в народном хозяйстве.

Ветер у самой земли, как известно, имеет скорость близкую к нулю. По мере удаления от земли скорость ветра быстро нарастает. На силу ветра и её распределение в сильной степени влияет рельеф местности. Значительное увеличение скорости ветра наблюдается на холмах и возвышенностях. По этому ветродвигатели, во первых, устанавливаются на

основательно высокой местности и во-вторых, на специальных башнях или мачтах.

Теоретически ветер над землёй нарастает по более сложному закону, в связи со значительными изменениями температуры воздуха с высотой, причём большие скорости возрастают высотой более медленно, чем малые.

Профессор В.П. Ветчинкин дал нарастание кривых скоростей и мощностей в одинаковых масштабах для различных формул, по которым определяются скорости и мощности в зависимости от высоты башни. За основу построения кривых приняты скорости ветра на высоте $h_1=15$ метров, $h_2=20$ метров, так как анемометр обычно устанавливаются на этих именно высотах.

Нарастание скоростей над землёй в равнинных условиях определяют различными формулами:

$$\vartheta = 2,70\sqrt[5]{h} \text{ (хельман)} \quad (4.1)$$

$$\vartheta = 3,4 \left[\frac{1}{2} + \log_{10}(h + 5) \right] \text{ (Гросс)} \quad (4.2)$$

$$\vartheta = 1,117\sqrt{h} \quad (4.3)$$

а нарастание мощности по формуле:

$$\vartheta^3 = 1,7\sqrt{h} \quad (4.4)$$

5. Особенности режима и энергетические ресурсы ветра Казахстана

Создание новейшей энергетической базы, основанной на использовании огромных ресурсов ветровой энергии, является задачей первостепенного значения.

По сравнению с энергией воды, пути использования которой уже вполне определились и практическое освоение которой в данное время совершается гигантскими шагами, вопросы технического использования энергии ветра находятся все еще в стадии своего начального развития.

Между тем энергии ветра имеет повсеместное распространение, практически в неограниченном количестве.

Энергия ветра, к тому же, не будучи связана, подобно тепловому виду энергии с необходимостью добывания, как это имеет место в отношении угля, нефти, торфа, горючих сланцев и природных газов, является важным фактором в освобождении человечества от трудоёмных работ по заготовке и транспортировке дальнепривозного топлива.

В большинстве районов Казахстана, ввиду его особых климатических условий, сила ветра является главным, а иногда, пожалуй, и единственным источником энергии. Заметный рост за последнее время ветроиспользования в СНГ а также необходимостью утилизации всех местных энергетических ресурсов стимулируют развитие и разрешение этого вопроса также и для Казахстана. Принимая во внимание ограниченность запасов «белого угля» (энергия воды) и наличие неограниченных запасов «голубого угля» (энергия ветра) в некоторых районах, становится понятным, почему именно энергия ветра должна занять одно из первенствующих мест в общем балансе энергетических ресурсов большинства районов Казахстана. Исходя из потребностей народного хозяйства Казахстана, использование энергии ветра можно планировать по следующим основным направлениям:

а) использования энергии ветра для целей механизации процессов труда в животноводческой области;

б) использование энергии ветра для целей механического подъема воды при орошении полей и подсобных хозяйств предприятий;

в) использование энергии ветра для целей электрификации процессов труда и электроосвещения в колхозах, фермерских хозяйствах, МТС и предприятиях районной местной промышленности, удаленных от крупных или средних энергоснабжающих систем;

г) использование энергии ветра для целей электрификации сельских, районных центров или предприятий среднего масштаба при работе мощных ветряных двигателей, расположенных на возвышенностях в разных климатических условиях на единую энергетическую систему параллельно или с гидростанциями или с тепловыми станциями в зависимости от их наличия в энергетическом комплексе данного района;

д) использование энергии ветра должно иметь особое значение при выкачивании нефти с помощью ветродвигателей на нефтяных промыслах Казахстана. В этих районах наблюдается наибольшие скорости ветра имеющие почти постоянный круглогодичный режим. Перевод механизации нефтяных промыслов Казахстана на ветряной двигатель является экономически важным мероприятием и технически интересным по своей новизне и замыслу. Нефтяные промыслы Казахстана разбросаны на большие расстояние друг от друга в безводной степи, здесь строительство тепловых электростанций совершенно исключается. Дизельные электростанции, работающие на имеющимся жидком топливе, с точки зрения народного хозяйства, являются неэкономичными. Параллельная же работа ветродвигателей на общую сеть с имеющимися дизельными установками является практически важным делом, направленным на экономию оборонного сырья и на много облегчит дальнейшее и быстрое

освоение перспективных нефтяных районов Казахстана, нуждающихся в настоящее время в техническом решении проблемы энергоснабжения;

е) использование энергии ветра для целей электрификации небольших и средних железнодорожных станций Казахстана. Известно, что железные дороги нашего государства тянутся на большие расстояния и в большинстве проходят в безводной степи, в зонах благоприятных ветров.

Специальные тепловые установки для электрификации этих станций не рентабельны. Относительно низкая первоначальная стоимость, простота конструкции и обслуживание являются основными преимуществами ветродвигателей перед остальными видами первичных двигателей. К тому же, ВЭС не требуют топлива.

Ветродвигатели имеют и недостатки, которые сводятся к следующему:

- а) неравномерности и перебои в работе ветродвигателей и выработке энергии, порождаемые резкими колебаниями силы ветра и штилями;
- б) ограниченная мощность;
- в) относительная тихоходность по сравнению с остальными типами первичных двигателей.

Однако эти недостатки, особенно в условиях Казахстана, не могут являться серьезному развитию ветросиловых установок, как однако из видов «даровой» энергии.

Ветры в Казахстане отличаются большими скоростями и большим постоянством. Так, например, в Акмолинские ветры наблюдаются в 93% всех случаев, на безветрие попадает только 7%. В Тургае и на Аральском море соответственно – 91%, в Кокчетаве – 89%, в Иргизе и Атбасаре – 81% случаев с ветром. Это объясняется большими горизонтальными градиентами давления при наличии в Казахстане двух противоположных воздушных течений на севере и юге вследствие развития в сторону Казахстана в зимнее время азиатского барометрического максимума и

отсутствия его в летнее, а также вследствие частного прохождения циклонов с бурами и метелями.

Основными материалами для оценки энергетических ресурсов ветра, являются результаты наблюдения метеорологических станций Гидрометслужбы, расположенных на территории Казахстана.

Данные наибольших и наименьших средних месячных скоростей очень хорошо отражают годовой ход скорости ветра. Максимальные скорости почти повсеместно наблюдаются в конце зимы: февраль-март месяцы (штормы и метели), минимальные – в конце лета (август-сентябрь).

Это объясняется усилением циклонической деятельности с наступлением весны и стабилизацией атмосферы в конце лета, когда градиенты давления ещё достаточно малы, а грозовой деятельности уже не наблюдается. Максимальные скорости наблюдаются в холодное полугодие (со сдвигом к весне); это обстоятельство имеет первостепенное значение в ветроэнергетике с экономической точки зрения. Особенно благоприятным фактором является то обстоятельство, что наилучшими качественными показателями ветроэнергоресурсов обладают степные и полустепные районы Казахстана, бедные минеральным топливом и гидроэнергоресурсами. Для этих районов возможность широкого использования энергии ветра приобретает исключительное значения.

Анализ метеорологических данных скоростей ветров в Казахстане дает основание считать, что ветры здесь относятся к категории качественных. Поэтому полагаем правильным в отношении использования энергии ветра в Казахстане идти в основном по пути создания и строительства ветроэлектрических станций, то есть по пути использования энергии ветра в виде электрической, а не механической энергии, как это часто рекомендуется, в литературе по ветроэнергетике в зависимости от назначения ветряка.

Выбор использования энергии ветра в Казахстане в основном в виде электрической энергии объясняется еще и тем, что электрическая энергия может обеспечить проведение полной механизации всех производственных процессов сельского хозяйства. Это касается тем более таких регионов, где энергоснабжение основывается на одних ветроэнергетических ресурсах. Таких регионов в Казахстане немало. Возьмем для примера отгонные участки для скота, где казалось бы можно установить ветряной двигатель с насосной установкой для откачки воды из колодцев для водоснабжения. Применение такого типа ветряка считается целесообразными и выгодными.

При установке ветроэлектростанций особое внимание обращать на выбор площадки. Нормальная работа ВЭС, как показала практика эксплуатации ветродвигателей, во многом зависит от выбора места установки. Ветродвигатель устанавливается там, где нет препятствий в виде лесов, высоких построек, на открытом месте и на возвышенности.

Ветроэлектростанции устанавливаются в целях экономии кабельной продукции, недалеко от потребителей.

Из результатов исследования энергоресурсов ветра видно, что ветры Казахстана имеют почти одинаковую силу в его северо-западной, центральной и северо-восточной части, при этом наблюдаются некоторые незначительные отклонения в режиме повторяемости ветров.

Таким образом подходим к основному выводу, что в метеорологических условиях Казахстана энергия ветра может и должна являться серьезной, а кое-где единственной энергетической базой электрификации сельского хозяйства Казахстана.

6. Оценка выработки электроэнергии ветроэлектростанцией в конкретных условиях местности

Для определения ожидаемой выработки электроэнергии в конкретном местоположении, необходимо располагать данными о распределении скорости ветра во времени, для получения достоверных данных о повторяемости $f(i)$ необходимо иметь ряд наблюдений за 10 лет по флюгеру или анеморумбометру. Недостатком наземных наблюдений за ветром является существенная их зависимости от степени защищенности метеостанции. Практически наблюдения за ветром на метеостанции характеризует условия ветрового режима на самой станции, а не того района где предполагается устанавливать ветроэлектростанцию. Поэтому для того, чтобы получить расчетные значения скорости ветра у земли, лучше использовать данные радиозондовых измерений на различных высотах нижнего слоя атмосферы при условии их достоверности и репрезентативности. Преимущество такого подхода заключается в том, что здесь используются данные о скорости ветра на высотах, где влияние рельефа и прочих неоднородностей подстилающей поверхности не существенно.

Исходной, обусловлен тем, что распределение скорости ветра на этом уровне для большей части территории (по данным исследованием НПО «Ветроэн») может быть представлено одной кривой, построенной в безразмерных координатах. Выбор высоты 100 метров в качестве

Для расчета выработки энергии ветроэлектростанцией в конкретном пункте на заданной высоте необходимо в значение скорости ветра на уровне сто метров ввести поправку на уменьшение $U(z)$ (средняя скорость на высоте z), приведя её к высоте ВЭС с учётом рельефа и климатических условий местности, с учетом её открытости.

$$Z = \frac{\vartheta - \vartheta}{\delta}. \quad (6.1)$$

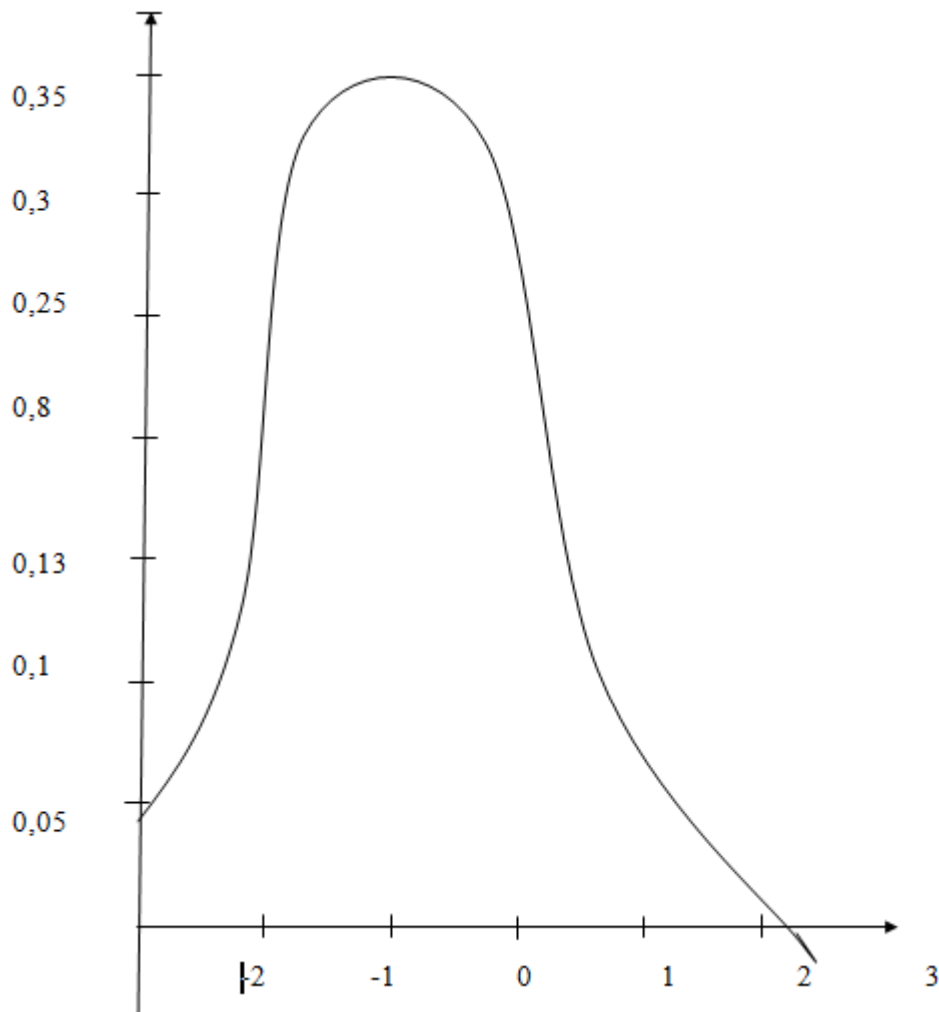


Рисунок 6.1 - Распределение скорости ветра в безразмерных координатах

Открытость метеостанций определяется на основе классификации Миллевского по масштабу класса открытости выбирается из таблицы 1.13 [22].

Определим годовую выработку энергии ВЭУ:

1. По данным «Справочника по климату СССР» определяем класс открытости $M=9,5$, что соответствует $K=0,5$ из таблицы 1.13 [22].
2. По данным «Нового аэроклиматического справочника» на высоте 100 метров для комплекса $U_{100}=14$ м/с.
3. На основе степенного закона ветра рассчитываем среднюю скорость ветра, приведенную к высоте оси ВЭУ для ВЭУ типа БОНИ 1,25/4 ШХВ

Для ВЭС типа USW-56-100

$z=20$ метров,

По формуле 5.1. [23]:

$$U_z=U_{100}\left(\frac{z}{100}\right)^m ; \quad (6.2)$$

Где: m – переменный показатель степени, ($m=0,2$); по таблице 5.1. [23]:

$$U_{20}=U_{100}\left(\frac{z}{100}\right)^m = 14\left(\frac{20}{100}\right)^{0.2} = 10,1 \text{ М/С} ; \quad (6.3)$$

Далее согласно рисунку 6.1.

$$z = \frac{U - U}{\tau}; \text{ при } z = 1 \quad \frac{\tau}{l} = 0,5;$$

$$\tau = 0,54;$$

$$\tau_u=0.5U_{20}=10.1 \cdot 0.5=5.1 \text{ м/с.}$$

По кривой на рисунке 6.1. определим функцию $\tau f(u)$ с учетом предварительно рассчитанного значения $(u-u)/\tau$; при $U=10,1$ м/с.

По вычисленным значениям $\tau f(u)$ определим функцию плотности распределения:

$$f(u)=\frac{\tau f(u)}{\tau u} ; \quad (6.4)$$

Результаты расчётов сведём в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет электрических нагрузок по цехам, $U = 0,4$ кВ

Характеристики	Скорость ветра U_i , м/с													
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26
$\frac{U_i - U}{\tau}$	-2	-1,6	-1,2	-0,8	-0,4	0,02	0,4	0,8	1,15	1,55	1,9	2,3	2,7	3,1

Продолжение таблицы 6.1

Характеристики	Скорость ветра U_i , м/с													
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26
$\tau f(u)$	0.04	0.07	0.18	0.31	0.34	0.38	0.33	0.24	0.19	0.13	0.07	0.045	0.025	0.01
$\frac{f(u)=\tau f(u)}{\tau u}$	0.0078	0.013	0.035	0.06	0.066	0.074	0.064	0.047	0.037	0.025	0.013	0.0088	0.005	0.002

По данным таблицы 6.1 строится гистограмма плотности распределения скорости ветра U_i .

Гистограмму представим в виде прямоугольников, размер которых пропорционален повторяемости скорости ветра $f(u)$ по градациям. Проверяется соответствия гистограммы условно: площадь гистограммы должна быть равна единице.

Для этого подсчитываем площадь прямоугольников и их сумму. Порядок расчёта сведём в таблицу 6.2

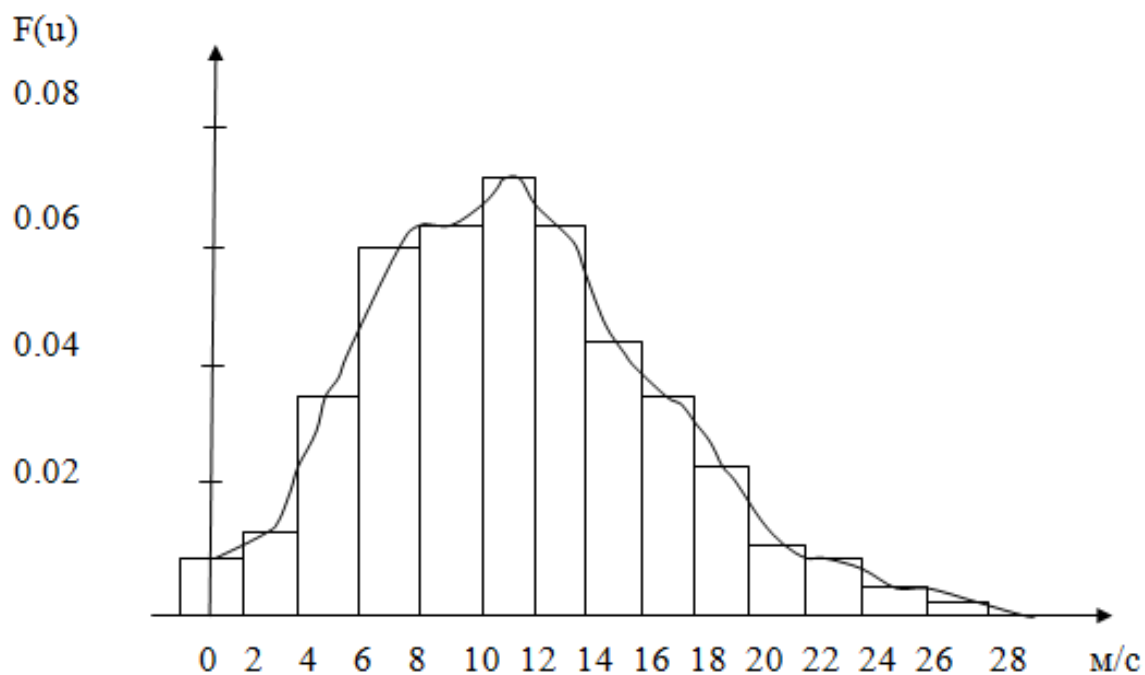


Рисунок 6.2 – Гистограмма плотности распределения скорости ветра

Проведём на гистограмме кривую распределения повторяемости скорости ветра по градациям. Кривая проходит через середины вершин прямоугольников.

Расчёт достоверности распределения скорости ветра сведём в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Таблица достоверности распределения скорости ветра

Характеристики	Скорость ветра U_i , м/с															Σ
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	
Δu	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
$f(u)$	0.0078	0.013	0.035	0.06	0.066	0.074	0.064	0.047	0.037	0.025	0.013	0.0088	0.005	0.002	0	
$\Delta f(u)$	0.0156	0.026	0.07	0.12	0.32	0.148	0.128	0.094	0.074	0.05	0.026	0.0176	0.01	0.004	0	0.971

Технические характеристики ветроэлектрических установок.

1. Ветроэлектрическая станция БОНИ 1,25/4ШХВ эти характеристики приведены в [4.]
2. Лопастная ветроэлектрическая станция USW-56-100.

Её характеристики получены в институте «Сельэнергопроект».

Технические характеристики ветроэлектрических станций сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Таблица достоверности распределения скорости ветра

№	Технические характеристики	БОНИ 1,25/4ШХВ	USW-56-100
1	Выходная мощность (кВт) при скорости ветра (м/с)	30 20-60	107 13-22
2	Скорость трогания: (м/с)	2	5
3	Максимальная не разрушающая скорость (м/с)	75	50

Продолжение таблицы 6.3

№	Технические характеристики	БОНИ 1,25/4шхв	USW-56-100
4	Номинальная частота (Гц)	Переменная	50±1
5	Номинальная напряжение (кВ)	0,4	0,4
6	КПД (%)	0,7	0,4
7	Вес агрегата (т)	3,8	8
8	Тип ветроколеса	Виндротор	Пропеллер
9	Диаметр ветроколеса (м)	-	17
10	Число лопастей	-	3
11	Частота вращения (об/мин)	-	72±1
12	Рабочая площадь (м ²)	36	227
13	Высота башни (м)	28	20
14	Площадь основания башни (м ²)	45,3	9,3
15	Материал башни	Стальной уголок	Стальной уголок
16	Тип генератора	Синхронный собственной разработки	
17	Мощность генератора кВт	30	107
18	Скорость вращения генератора (об/мин)	n=f(u)	1800
19	Укрепленная стоимость (\$)	40000	119000

Таблица 6.4 – Расчёт характеристики ветроэлектрических ресурсов

Скорость ветра	Характеристики					
	U ³ , м/с		f(u)		U ³ f(u)	
	БОНИ	USW	БОНИ	USW	БОНИ	USW
1	-	-	0.008	0.008	-	-
2	8	-	0.013	0.013	0.104	-
3	27	-	0.021	0.021	0.567	-
4	64	-	0.035	0.035	2.24	-
5	125	125	0.05	0.05	6.25	6.25
6	216	216	0.06	0.06	12.96	12.96
7	343	343	0.0625	0.0625	21.44	21.44
8	512	512	0.066	0.066	33.8	33.8
9	729	729	0.07	0.07	51.03	51.03
10	1000	1000	0.074	0.074	74	74
11	1331	1331	0.07	0.07	93.17	93.17
12	1728	1728	0.064	0.064	110.6	110.6
13	2197	2197	0.059	0.059	129.6	129.6

Продолжение таблицы 6.4

Скорость ветра	Характеристики					
	U ³ , м/с		f(u)		U ³ f(u)	
	БОНИ	USW	БОНИ	USW	БОНИ	USW
14	2744	2197	0.047	0.047	128.9	103.26
15	3375	2197	0.042	0.042	141.75	92.27
16	4096	2197	0.037	0.037	151.5	81.28
17	4913	2197	0.033	0.033	162.13	72.5
18	5832	2197	0.025	0.025	145.8	55
19	6859	2197	0.017	0.017	116.6	37.34
20	8000	2197	0.013	0.013	104	28.56
21	9261	2197	0.009	0.009	83.3	19.7
22	10048	2197	0.0088	0.0088	93.7	19.9
23	12167	-	0.007	0.007	85.17	-
24	13842	-	0.005	0.005	69.21	-
25	15626	-	0.0035	0.0035	54.7	-
26	17576	-	0.002	0.002	35.14	-
27	19683	-	0.001	0.001	19.68	-
28	21952	-	0	0	0	-

Определяем исходные данные ветроэлектрической установки, необходимые при расчёте выработке электроэнергии ветроагрегатов (R_0).

Находим исходные данные для ветроэлектрической установки USW-56-100:

Диаметр колеса: $D=17\text{м}$;

$U_{\min}=5 \text{ м/с}$;

$U_{\max}=28 \text{ м/с}$;

$\tau_{\text{год}}=8760\text{ч.}$;

$\eta=0,31$

Выработка электроэнергии рассчитываем по формуле 3.8 [23].

$$R_{01} = \frac{D^2 \eta T}{2080} \cdot \left(\int_{U_{\min}}^{U_{\max}} \vartheta^3 f(u) du + \vartheta_{\text{НОМ}}^3 \int_{U_{\min}}^{U_{\max}} f(u) du \right). \quad (6.5)$$

При этом учитывается, что при скорости ветра $U > 13$ м/с., мощность ВЭУ USW-56-100 остаётся постоянной:

$$\int_5^{13} u^3 f(u) du = \sum_5^{13} U_i^3 f(u)_i \Delta U = 533; \quad (6.6)$$

Где: $\Delta U = 1$ м/с шаг.

$$U^3 \int_{13}^{28} f(u) du = U^3 \sum_{13}^{28} f(u) \Delta U = 509; \quad (6.7)$$

$$\frac{D^2 \eta T}{2080} = \frac{17^2 - 0.31 \cdot 8760}{2080} = 377.3;$$

$$R_{01} = 377.3(533 + 509) = 393146.6 \text{ кВт.}$$

Годовая выработка энергии ВЭУ с учётом степени открытости района:

$$W_{\text{год}} = R_o \cdot K = 393146.6 \cdot 0.5 = 196573.3 \text{ кВт.}$$

Где $K = 0.5$ из таблицы 1.13 [23].

Исходные данные для ветроэлектрической установки БОНИ 1,25/4 шхв:

$$U_{\min} = 2 \text{ м/с.}$$

$$U_{\max} = 60 \text{ м/с.}; S = 36 \text{ м}^2;$$

$$\eta = 0.7$$

$$R_{02} = \frac{S \cdot \eta \cdot T}{2080} \left(\int_{U_{\min}}^{U_{\max}} f(u) du \right); \quad (6.8)$$

$$\frac{\beta \cdot S \cdot \eta \cdot T}{2080} = \frac{36 \cdot 0.7 \cdot 8760 \cdot 6.12 \cdot 10^{-4}}{2080} = 135.1;$$

Где: $\beta = 6.12 \cdot 10^{-4}$

$$\int_{U_{\min}}^{U_{\max}} U^3 f(u) du = \sum_2^{25} U_i^3 f(U)_i \Delta u = 2074;$$

$$R_{02} = 135.1 \cdot 2074 = 280197.4 \text{ кВт.ч.}$$

Годовая выработка энергии ВЭУ БОНИ 1,25/4шхв с учётом степени открытости района:

$$W_{\text{год}} = R_{02} \cdot K = 280197.4 \cdot 0.5 = 140098.7 \text{ кВт ч.}$$

Определим удельную себестоимость энергии ВЭУ:

$$C = \frac{K_n \cdot Ц}{TW_{\text{год}}}; \quad (6.9)$$

Где: K_n - коэффициент учитывающий эксплуатационные, амортизационные затраты и оплату обслуживающему персоналу: $K_n = 1,3$

$Ц$ – стоимость ВЭУ;

T – срок службы ВЭУ;

W – годовая выработка электроэнергии.

Себестоимость энергии ВЭУ типа USW-56-100

$$C = \frac{K_n \cdot Ц}{TW_{\text{год}}} = \frac{1,3 \cdot 119000}{20 \cdot 196573,3} = 4,1 \frac{\text{цент}}{\text{кВт ч}};$$

Себестоимость энергии ВЭУ типа БОНИ 1,25/4шхв

$$C = \frac{K_n \cdot Ц}{TW_{\text{год}}} = \frac{1,3 \cdot 40000}{30 \cdot 140098,7} = 1,2 \frac{\text{цент}}{\text{кВт ч}};$$

Помимо высокой себестоимости пропеллерная ВЭУ имеет ряд недостатков:

- высокая стартовая стоимость ветроколеса и как следствие, низкое число часов использования установленной мощности в год;
- необходимость размещения ветровых колёс большого диаметра в равномерном воздушном потоке, требуется применение высоких мачт и больших удельных затрат;

- при скорости ветра, превышающим расчётную, для предотвращения разрушения лопастей, они выводятся из работы в то время, когда имеется запас ветроэнергии;
- ветровое колесо очень чувствительно к изменениям направления ветра, требует постоянной корректировки, установки против ветра, что либо снижает выработку электроэнергии, либо сильно усложняет ветроэлектрическую станцию;
- для поставки на ветер работающей ВЭС требуется мощный и сложный механизм;
- при работе лопастной ВЭУ создаются низкочастотные колебания, которые отрицательно влияют на окружающую среду.

У виндторной ветростанции эти недостатки отсутствуют.

Согласно технико-экономической оценки ВЭУ типа БОНИ 1,25/4ШХВ существенно лучше ВЭУ типа USW-56-100. Поэтому для электроснабжения животноводческого комплекса устанавливаем ВЭУ типа БОНИ 1,25/4ШХВ.

7. Электрический расчет и выбор сечения проводов воздушной линии 0,4 кВ

Согласно «Нормам технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения» Казтехэнерго, Алматы 1996г., принимаем сечение провода воздушной линии 0,4 кВ равным 50 мм², материал провода-алюминий.

Согласно пункту 5.2.4. (Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения) минимально допустимые сечения алюминиевых проводов на ВЛ0,4 кВ по условиям механической прочности должен быть в районах с толщиной стенки гололёда до 7,4мм включительно-не менее 25мм². Выбранное нами сечение проводов воздушной линии удовлетворяет этим условиям.

а) Для линии 0-1:

$$P_{\Sigma 1}=61,8 \text{ кВт};$$

$$S_{p\Sigma 1}=\frac{P_{\Sigma 1}}{\cos\varphi}=\frac{61,8}{0,75}=82,4 \text{ кВА};$$

$$I_p=\frac{S_p}{\sqrt{3}U_n}=\frac{82,4}{\sqrt{3}0,4}=119,1\text{А}.$$

Выбранный провод 3 А50, имеет $I_{др доп}=210\text{А}$:

$$I_{доп.пр} \leq I_{длит.доп}; \quad 119,1\text{А} < 210\text{А}.$$

б) для линии 0-2:

$$P_{\Sigma 2}=37,7 \text{ кВт};$$

$$S_{p\Sigma 2}=50,26 \text{ кВА};$$

$$I_p=\frac{S_p}{\sqrt{3}U_m}=72,6\text{А};$$

$$I_{доп.пр} \leq I_{дл.доп}; \quad 72,6\text{А} < 210\text{А}.$$

в) для линии 0-3:

$$P_{L3}=37.28 \text{ кВт};$$

$$S_{p\Sigma 3}=49,7 \text{ кВт};$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_m} = 71,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп.пр}} \leq I_{\text{длит.доп}}; \quad 71,8 \text{ А} < 210 \text{ А}.$$

г) для линии 0-4-5:

$$P_{\Sigma}=26,85 \text{ кВт};$$

$$S_{p\Sigma}=35,8 \text{ кВт};$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_m} = 51,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{доп.пр}}; \quad 210 \text{ А} > 51,7 \text{ А}.$$

8. Механический расчет проводов воздушной линии

На проводе воздушной линии действуют вертикальные нагрузки (собственный вес проводов и вес гололёда) и горизонтальные нагрузки (давление ветра).

Согласно ПУЭ район, где проектируется животноводческий комплекс находится: по толщине стенки гололёда во втором районе, по скоростным напором ветра во II района.

Толщина стенки гололёда $v=5$ мм.

Скоростной напор ветра 35 даН/м²

Скорость ветра $\sigma=24$ м/с

Определим вес провода:

$$g_1 = \frac{\delta}{100F}; \quad (8.1)$$

Где: δ - вес 1 км провода (кг);

F – сечение провода.

Для провода А50 вес 1 км провода $\delta=135$ кг/км.

$$g = \frac{135}{1000 \cdot 50} = 0.0027 \frac{мПа}{М};$$

Определим вес гололёда:

$$g_2 = 0.0283 \frac{b(d+b)}{F}; \quad (8.2)$$

Где: d – диаметр провода (мм); $d=9$ мм;

b -толщина стенки гололёда (мм)

$$g_2 = 0.0283 \frac{5(9 + 5)}{50} = 0.0396 \frac{мПа}{м}.$$

Суммарный вес провода с гололёдом:

$$g_3 = g_1 + g_2 = 0.0027 + 0.0396 = 0.0425 \frac{\text{мПа}}{\text{м}}.$$

Определяем нагрузку от давления ветра:

$$g_m = \frac{\alpha K_L C_x U_{\max}^2 d}{1.6 F \cdot 10^3} \quad (8.3)$$

Где: α - коэффициент неравномерности (при 35 да Н/м²; $\alpha=0,75$);

K_L – коэффициент учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку (при длине пролета до 50м $K_L=1.2$);

C_x – коэффициент любого сопротивления ($C_x=1,2$ для проводов диаметром меньше 20мм).

$$g_m = \frac{0.75 \cdot 1.2 \cdot 1.2 \cdot 24^2 \cdot 9}{1.6 \cdot 50 \cdot 10^3} = 0.06998 \frac{\text{мПа}}{\text{М}}.$$

Находим удельную нагрузку от давления ветра при гололёде:

$$g_5 = \frac{\alpha K_L C_x U_{\text{гол}}^2 (d + 2e)}{1.6 F \cdot 10^3} \quad (8.4)$$

$$g_5 = \frac{0.75 \cdot 1.2 \cdot 1.2 \cdot 24^2 \cdot (9 + 10)}{1.6 \cdot 50 \cdot 10^3} = 0.149 \frac{\text{мПа}}{\text{М}}.$$

Теперь найдём суммарную нагрузку:

Если нет гололёда:

$$g_6 = \sqrt{g_1^2 + g_4^2}; \quad (8.5)$$

$$g_6 = \sqrt{0.0027^2 + 0.06998^2} = 0.07 \frac{\text{мПа}}{\text{М}}.$$

При гололёде:

$$g_7 = \sqrt{g_3^2 + g_5^2}; \quad (8.6)$$

$$g_7 = \sqrt{0.0425^2 + 0.149^2} = 0.155 \frac{\text{МПа}}{\text{М}}.$$

Находим максимально допустимое механическое напряжение для материала проволок:

$$\delta_{\max} = 0,4 \frac{F_{\text{py}}}{F}; \quad (8.7)$$

Где: F_{py} – разрывное усилие ($F_{\text{py}}=8460\text{Н}$);

F – сечение провода;

$$\delta_{\max} = 0,4 \frac{8460}{50} = 67,68 \text{ МПа}.$$

Определяем длину критического пролёта провода:

$$l_{\text{кр}} = \delta_{\max} \sqrt{\frac{24\alpha(-5 - t_{\min})}{g_7^2 - g_1^2}}; \quad (8.8)$$

Где: α - температурный коэффициент линейного удлинения ($\alpha=25 \cdot 10^{-6} \text{град}^{-1}$)

$$l_{\text{кр}} = 67,68 \sqrt{\frac{24 \cdot 25 \cdot 10^{-6}(-5 - (-25))}{(0,155^2 - 0,0027^2)}} = 47,857 \text{ м}.$$

Критический пролёт, при котором напряжение в проводе при гололёде, $t=-5^{\circ}\text{C}$ и без гололёда одинаковы.

9. Расчет и выбор опор воздушной линии

Проектируется воздушная линия 0,4 кВ для животноводческой фермы. Расчет проводим по методике «Деревянные опоры ВЛ 0,4 кВ» выпуск I, разработанной «Казсельэнергопроект» и утвержденной и введенной в действие институтом «Сельэнергопроект» (В.Ф. Сахнов, М.Н. Рабинович).

Согласно ПЭУ: максимальная скорость ветра в районе, где проектируется животноводческий комплекс, - 24 м/ч.

Толщина стенки гололеда – 5мм.

Провода предусмотрено монтировать марки А25 и А50.

Постройки на животноводческом комплексе расположены далеко друг от друга и не защищают воздушную линию от действия поперечных ветров.

Определяем расчетные пролеты:

- для максимальной скорости ветра 24 м/с и толщины стенки гололёда 5мм устанавливаем району климатические условия по ветру II и по гололёду II (по табл.2.).

- для воздушной линии, для животноводческой фермы, не защищённой от действия поперечных ветров, скоростной напор равен 350Па (35 даН/м²); (по табл.2).

- для проводов марки А25 и А50 по таблице 5, при толщиной стенки гололёда 5мм и скоростном напоре ветра равным 350Па (35 даН/м²) определяем расчётные пролёты, которые в обоих случаях равны 40 метров.

Максимальная стрела провеса принята:

- при гололёда 5 и 10мм – 1,0 метра.

Выбираем для установки на животноводческом комплексе опору НП1-ДБ2 (для РКУ по гололёду 5-10мм), промежуточную – U опору НА1- ДБ2 анкерную (для РКУ по гололёду 5-10мм), НУ1-ДБ2 (угловную) и Но1-ДБ2 (ответвительную).

10. Механический расчёт опор воздушной линии

Проведём расчёт промежуточной опоры, деревянной, напряжением 0,4 кВ, на деревянных и железобетонных приставках:

$$H=8550\text{мм}=8,55\text{м}$$

$$b=0,25\text{м}$$

$D=0,8\text{м}$ – расстояние между проводами.

$$H_g=7350\text{мм}\approx 7,35\text{м}.$$

Максимальная стрела провеса:

$$F_{\max}=1,0\text{м}$$

Длина пролёта между опорами:

$$l=40\text{м}.$$

На опору действуют две горизонтальные силы. Одна из них P_1 - результат давления ветра на провода передающаяся на опору.

$$P_1=1.2 \cdot 3 \cdot g_4 F l; \quad (10.1)$$

$$P_1=1.2 \cdot 3 \cdot 0.06998 \cdot 50 \cdot 40=503.86\text{Н}.$$

Нормативное значение давления на провода покрытые гололёдом:

$$P_1^1=1,4 \cdot 3 \cdot 0,149 \cdot 50 \cdot 40=1251,6\text{Н}.$$

Вторая горизонтальная сила действующая на опору воздушной линии – результат давления ветра на опору:

$$P_2=1,2 P_o d_{cp} H; \quad (10.2)$$

$$\text{Где: } P_o = C_x \frac{\rho^2}{16};$$

$C_x=0.7$ – аэродинамический коэффициент;

$H=8,55\text{м}$ – высота столба.

Диаметр столба у основания:

$$d_1=0,26+0,008 \cdot 7,35=0,3188\text{м}=31,88\text{см};$$

$$P_0 = 0,7 \cdot \frac{24^2}{16} = 25,2Н;$$

$$P_2 = 1,2 \cdot 25,2 \cdot 0,289 \cdot 8,55 = 74,7Н.$$

На опору действует сила тяжести:

$$P_3 = 3g_3 l f 1,1; \quad (10.3)$$

$$P_3 = 3 \cdot 0,0425 \cdot 40 \cdot 50 \cdot 1,1 = 280,5Н.$$

На опору действует так же вертикальная сила:

$$P_4 = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) \cdot 1,1 \quad (10.4)$$

Ей можно пренебречь, так же её изгибающий момент очень мал.

Рассмотрим сечение А-А.

Изгибающий момент от давления ветра на провода и опору равен:

$$M_1 = P_1 h_1 + P_2 \frac{h_3}{2} = 503,86 \cdot 5,25 + 74,7 \frac{6,3}{8,55} \cdot \frac{6,3}{2} = 2818,6 Нм;$$

$$\text{Где: } h_3 = 7,5 - 1,2 = 6,3 \text{ м}$$

$$h_1 = 7,5 - 1,2 - 0,25 - 0,8 = 5,25 \text{ м}$$

Полный изгибающий момент в сечении А-А равен:

$$M_A = 1,05 \cdot M_1 = 1,05 \cdot 2818,6 = 2959,58 Нм;$$

Где: 1,05-коэффициент учитывающий момент от действия вертикальных сил веса проводов и гололёда, а также собственного веса опоры.

Определяем напряжение в сечении А-А

$$\sigma_A = M_A / W_A; \quad (10.5)$$

где: W_A – момент сопротивления в сечении А-А

$$W_A = 0,95 \cdot 0,1 \cdot d_A^3;$$

$$d_A = d_0 + 0,008 h_1 = 0,26 + 0,008 \cdot 5,25 = 0,302 \text{ м};$$

$$W_A = 0,95 \cdot 0,1 \cdot 0,302^3 = 0,0026165 = 2616,5 \text{ см}^2;$$

где: 0,95 – коэффициент учитывающий ослабления стойки притеской ее к приставке.

d_A – диаметр опоры в сечении А-А.

$$\sigma_A = \frac{2959,58}{2616,5} = 1,13 \text{ мПа};$$

Сечение В-В:

Изгибающий момент от давления ветра на провод и опору равен:

$$M_1 = P_1 \left(H - v \cdot \frac{L}{2} \right) + 0,5 P_2 H; \quad (10.6)$$

$$M_1 = 503,86 \left(8,55 - 0,25 \cdot \frac{0,8}{2} \right) + 0,5 \cdot 74,7 \cdot 8,55 = 4299,8 \text{ Нм}.$$

Действие вертикальных сил можно учесть, увеличив момент M , на 10%:

$$M_B = 1,1 M_1 = 1,1 \cdot 4299,8 = 4729,8 \text{ Нм}.$$

Определяем напряжение в сечении В-В:

$$\sigma_B = M_B / W_B; \quad (10.7)$$

$$\begin{aligned} \text{где: } W_B &= 0,1 d_B^3 = 0,1 \cdot 0,328^3 = 3528,7 \\ d_B &= d_0 + 0,008 H = 0,26 + 0,008 \cdot 8,55 = 0,328 \text{ м} \end{aligned}$$

$$\sigma_B = \frac{4729,8}{3528,7} = 1,34 \text{ мПа}.$$

Опоры сделаны из лиственницы, поэтому напряжение умножается на коэффициент 1,2:

$$\sigma_A = 1,13 \cdot 1,2 = 1,356 \cdot 10^3 \text{ мПа};$$

$$\sigma_B = 1,34 \cdot 1,2 = 1,6 \cdot 10^3 \text{ мПа}.$$

Модуль упругости вдоль волокон независимо от породы дерева принимается равным $10 \cdot 10^3 \text{ мПа}$ для пропитанной: $1,356 \cdot 10^3 \text{ мПа} \leq 10 \cdot 10^3 \text{ мПа}$; $1,6 \cdot 10^3 \text{ мПа} \leq 10 \cdot 10^3 \text{ мПа}$ то есть диаметр опоры в пределах допустимых напряжений.

Произведём ориентировочный расчёт глубины закрепления опоры в грунте:

$$h_4 = \sqrt[3]{\frac{12.7 \cdot M_B \cdot K_y}{Ab}}; \quad (10.8)$$

где: K_y - коэффициент запаса устойчивости опоры; равный 2,5.

A – коэффициент характеризующий свойства грунта: ($A=11,0 \times 10$ кН/м³)

B – расчетная ширина опоры: примем для одностоечной опоры равную $2A$.

$$h_4 = \sqrt[3]{\frac{12.7 \cdot 4729.8 \cdot 2.5}{11 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 0.328}} = 1.27 \approx 1.3 \text{ метра.}$$

То есть опору закрепляет в грунте на глубину равную 1,3 метра.

11. Электрическое оборудование на опорах воздушной линии

1) Проектом предусмотрена установка на опорах следующих электротехнических устройств:

- кабельных муфт типа ЗКМ4 с защитой от атмосферных перенапряжений вентильными разрядниками типа РВН-0,5У1;
- ящиков типа ЯВШ для отбора мощности – подключения электродвигателей мобильных и стационарных машин;
- секционирующих устройств, выполненных автоматическими выключателями или плавными предохранителями;
- светильников с лампами накаливания.

2) Крюки и штыри, устанавливаемые на опорах, не заземляются за исключением крюков и штырей на опорах, на которых выполняется заземление по условиям защиты от атмосферных перенапряжений или повторное заземление нулевого провода. Винтовая токоведущие гильзы патронов для лампы накаливания присоединяются к нулевому проводу. Арматура светильников присоединяются к заземляющему проводнику на опорах, имеющих заземление по условиям защиты от атмосферных перенапряжений или повторное заземление нулевого провода.

3) Кабельные муфты, ящики для отбора мощности и для установки секционирующих устройств присоединяются к заземляющим проводником на опоре.

12. Выбор дополнительного источника питания животноводческого комплекса

Для повышения надёжности электроснабжения животноводческого комплекса примем к установке дополнительный источник питания. Рядом с комплексом находится водоём, поэтому в качестве дополнительного источника питания примем ГАЭС. Создаём искусственно верхний бьеф, в который будем закачивать насосами воду из нижнего бьефа. Насосы перекачивают воду в верхний бьеф из нижнего при наличии избытков электроэнергии вырабатываемой ВЭС.

Рассчитаем и выберем тип ГАЭС.

Примем напор воды $H=30\text{м}$.

Расход воды: $Q=0.7\text{ м}^3/\text{с}$.

Скорость воды: $v=1\text{м/с}$.

Определим мощность водотока:

$$N_B=9,81 \cdot Q \cdot H=9,81 \cdot 0,7 \cdot 30=206\text{ кВт.}$$

Мощность гидрогенератора равна:

$$N_G=N_B \cdot \eta_G=206 \cdot 0,88=181,3\text{ кВт.}$$

Находим объем верхнего бьефа водоёма:

$$V_{\text{ББ}}=Q \cdot T \cdot 3600=0.7 \cdot 12 \cdot 3600=30240\text{м}^3.$$

ГАЭС сбрасывает воду в течении 12 часов. Глубина верхнего бьефа равна $h=5\text{м}$, длина верхнего бьефа: $a=77,7\text{м}$ и ширина: $b=77,7\text{м}$.

Принимаем к установки генератор на ВГС 313/15-28 со следующими параметрами:

Частота вращения: об/мин: 214

Мощность: КВА: 225

кВт: 180

Напряжение, кВ:	0,4/0,23
η , %:	88,8
масса, г:	7,1

Выбираем насосы. По графику нагрузки в часы минимума нагрузки мы имеем избыток мощности равный 85 кВт. Но с учетом дальнейшего развития животноводческого комплекса до 180 кВт, мы имеем избыток мощности в 130 кВт.

Принимаем у установки шесть насосов центробежного типа 8км-18, со следующими параметрами:

Подача, м ³ /с:	0,1
Напор, м:	25
Частота вращения в 1/сек:	24,2
Мощность, кВт: на валу насоса:	18,3кВт
Электродвигателя:	20 кВт
η , %:	83,5

Выбранные шесть насосов качают воду в верхней бьеф четырнадцать часов:

$$V_{\text{ВБ}}=0,1 \cdot 3600 \cdot 14 \cdot 6=30240\text{м}^3.$$

13. Выбор резервного источника питания животноводческого комплекса

Резервная дизельная электростанция – эффективное средство повышения надежности электроснабжения.

Принципиальное отличие двигателей, выбираемых для резервной дизельной электростанции, состоит в высокой частоте вращения. Благодаря этому двигатели имеют меньшую массу и стоимость, хотя у них и больше удельный расход топлива.

Принимаем к установке на животноводческом комплексе в качестве резервного источника питания дизельную электростанцию типа АСДА – 200т/400-3р.

Тип агрегата: АСДА – 200Т/400-3р.

Мощность: 200 кВт.

Частота вращения: 1500 об/мин

Тип двигателя: 1Д6-БГ.

Дизельная электростанция имеет в своем составе электроагрегат (АСДА-200), комплект кабельной сети 0,4кВ и комплект запасных частей, инструмент и принадлежностей.

В состав электроагрегата АСДА-200 входят: дизель-генератор, силовой распределительный щит, автоматического управления, зарядное устройство, аккумуляторные батареи, топливный и масляный баки, насосы с электропроводами для закачки топлива и масла.

Управление агрегатами может быть ручным или автоматическим.

Автоматизация агрегата предусматривает стартерный пуск электроагрегата и включение нагрузки, контроль работы, защиту от аварийных режимов, сигнализацию состояния и остановку электроагрегата, управление вспомогательными устройствами. Резервную ДЭС допускается размещать в одном здании с объектом. Устанавливаем резервную дизельную электростанцию на территории животноводческого комплекса.

14. Расчет падения напряжения в сети 0,38кВ

Определяем падения напряжения на каждом участке сети и найдем отключения от номинального для наиболее удаленного потребителя.

Расчет произведем по форме:

$$\Delta U = \sqrt{3}(c_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum I_i l_i; \quad (14.1)$$

Где: c_0 – активное удельное сопротивление линии;

x_0 – удельное реактивное сопротивление линии;

l_i – длина i -ого участка линии;

I_i – ток протекающий по i -му участку линии.

Для провода марки А50:

$c_0 = 0,64$ Ом/км;

$x_0 = 0,3$ Ом/км;

Для сельскохозяйственных потребителей потери напряжения в линиях 0,4 кВ не должны превышать 7,5%.

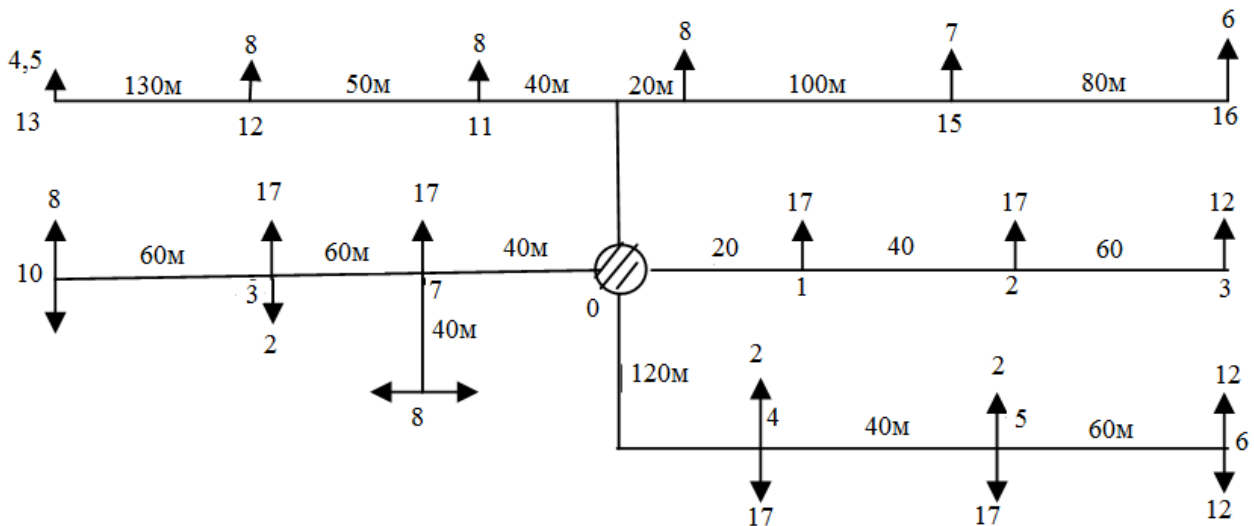


Рисунок 14.1 - Схема определения центра нагрузок

Расчет проведем для участка 0-1;

Длина участка $l=20$ м,

протекаемая мощность $D_p=36.8\text{кВт}$:

$$\begin{aligned} \Delta U_{0-1} &= \sqrt{3}(c_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) \frac{P_p}{\sqrt{3}U_H} \cdot l \\ &= \sqrt{3}(0.64 \cdot 0.75 + 0.3 \cdot 0.44) \frac{36.8 \cdot 75}{\sqrt{3} \cdot 380} \cdot 0.02 = 1.5\text{В}. \end{aligned}$$

Выразим потери напряжение в процентах:

$$\Delta U = \frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100\% = \frac{1.5}{380} \cdot 100\% = 0.4\%.$$

Результат внесём в таблицу. Для остальных участков сети проведём аналогичный расчет и результаты внесём в таблицу 14.1.

Отклонения напряжения в сети 0,4кВ не превышают 7,5%, что является допустимым. То есть выбранные сечения провода удовлетворяют условиям по потери напряжения.

Таблица 14.1 – Расчетные потери напряжения на участках

Номер участка	Расчётная мощность кВт	Длина участка, м	Основные сечения и марки провода	Расчет $\Delta U, \%$	
				По участку	От начала
0-1	36,8	20	A50	0,4	0,4
1-2	24,7	40	A50	0,55	0,95
2-3	12	60	A50	0,4	1,3
0-4	67,16	120	A50	4,5	4,5
4-5	44,66	40	A50	1,1	5,6
5-6	20,4	60	A50	0,69	6,29
0-7	39,42	60	A50	1,3	1,3
7-8	8,5	40	A50	0,19	1,5
7-9	21,6	40	A50	0,49	1,79
9-10	8,5	60	A50	0,3	2,09
0-17	30,3	90	A50	1,54	1,54
17-11	16,4	40	A50	0,37	1,9
11-12	10,6	60	A50	0,36	2,26
12-13	4,5	130	A50	0,33	2,59
17-14	16,8	20	A50	0,19	1,73
14-15	11,05	100	A50	0,62	2,35
15-16	6	80	A50	0,27	2,62

15. Проверка сети 0,4 кВ на колебание напряжения при пуске электродвигателей

На насосной станции установлено шесть двигателей марки 4А180S2У3. При их запуске возможна посадка напряжения в сети. Для проверки сети на колебание напряжения произведём проверочный расчет.

Параметры двигателя 4А180S2У3;

Мощность: 20кВт;

Напряжение: 380В;

КПД: 0,88

Cosφ: 0,9

Коэффициент пуска: k=3

Коэффициент загрузки: k=1

Определим номинальный ток двигателя:

$$I_{нд} = \frac{P_H}{\sqrt{3}U_H\eta\cos\varphi} = \frac{20}{1.73 \cdot 0.38 \cdot 0.88 \cdot 0.9} = 38.4\text{А.}$$

Полное сопротивление к.з. двигателя:

$$Z_{э.п.} = \frac{U_H}{\sqrt{3}I_Hk} = \frac{380}{1.73 \cdot 38.4 \cdot 3} = 2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов марки А50:

$$r_0 = 0,64 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad x_0 = \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

$$Z_0 = \sqrt{r_0^2 + x_0^2} = \sqrt{0,64^2 + 0,3^2} = 0,7 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Сопротивление генератора равно:

$$z_{Г} = \frac{U_H^2}{S_H} \frac{x_x^{11}d}{6} = 0.2 \text{ Ом.}$$

Проверяем запуске одного двигателя:

$$z_{c12} = z_{\Gamma} + z_{\text{л}+1-2} = 0,2 + 0,196 = 0,396 \text{ Ом};$$

$$z_{\text{л}+1-2} = z_0 l = 0,7 \cdot 0,28 = 0,196 \text{ Ом};$$

Отключение напряжения во время пуска:

$$V_t \% = \frac{z_{c12} \cdot 100}{z_{c12} + z_{\text{ЭП}}} = \frac{0,396 \cdot 100}{0,396 + 2} = 16,5 < 20\%.$$

Одновременный пуск электродвигателей не возможен, так как колебания напряжения при пуске $V_t \text{ пуск} > 20\%$ от U_H . Поэтому запуск электродвигателей производим поочередно. Поочередный пуск электродвигателей соответствует нормам ПУЭ.

16. Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4кВ

Расчёт токов короткого замыкания производим для выбора защитного и коммутационного оборудования.

Исходные данные для расчета:

1. Сверхпереходное сопротивление генератора ВЭС: $x_d^{11}=0.252$
2. Номинальная мощность генератора ВЭС: $S_{НГ}=33,3$ кВА.
3. Напряжение сети: $U_c=0,4$ кВ:
4. Удельное активное и реактивное сопротивление воздушной линии: $x_0=0,3$ Ом/км, $ч_0=0,64 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$
5. Удельное активное и реактивное сопротивление петли фаза-ноль ВЛ: $x_{оп}=0,6 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$; $ч_{оп}=0,64 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

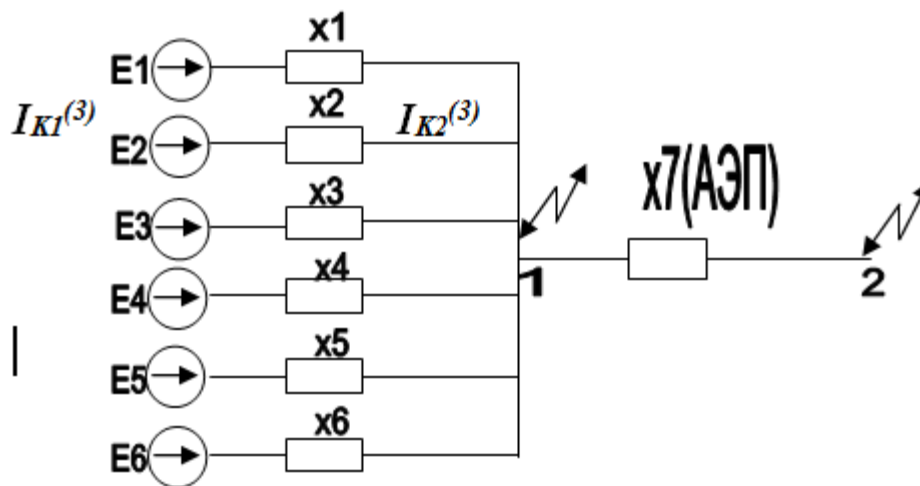


Рисунок 1.16 - Схема замещения

Определяем Е.Д.С. генератора ВЭС:

$$E^1=E_1=E_2=E_3=E_4=E_5=E_6=U_0+I_0 \sin \varphi_0 x_d^{11}; \quad (16.1)$$

$$E_1=E_2=E_3=E_4=E_5=E_6=1+1 \cdot 0.252 \cdot 0.8=1.2.$$

Определим сопротивление генератора ВЭС.

$$x^1=x_1=x_2=x_3=x_4=x_5=x_6=x_d^{11} \frac{S_6}{S_{НГ}}; \quad (16.2)$$

$$x_1=x_2=x_3=x_4=x_5=x_6=0,252 \frac{33,3}{33,3} = 0,252.$$

определяем эквивалентное ЭДС:

$$E = \frac{\frac{E_1}{X_1} + \frac{E_2}{X_2} + \frac{E_3}{X_3} + \frac{E_4}{X_4} + \frac{E_5}{X_5} + \frac{E_6}{X_6}}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \frac{1}{x_3} + \frac{1}{x_4} + \frac{1}{x_5} + \frac{1}{x_6}}; \quad (16.3)$$

$$E = \frac{\frac{1,2}{0,252} + \frac{1,2}{0,252} + \frac{1,2}{0,252} + \frac{1,2}{0,252} + \frac{1,2}{0,252} + \frac{1,2}{0,252}}{\frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252}} = 1,2.$$

Находим эквивалентное сопротивление:

$$x = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \frac{1}{x_3} + \frac{1}{x_4} + \frac{1}{x_5} + \frac{1}{x_6}}; \quad (16.4)$$

$$x = \frac{1}{\frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252} + \frac{1}{0,252}} = 0,042.$$

Определяем базисный ток:

$$I_\delta = \frac{33,3}{\sqrt{30,4}} = 48,1 \text{ А.}$$

Находим сопротивление воздушной линии:

$$x_7 = 0,4 \cdot 0,2 \frac{33,3}{400^2} = 0,000016.$$

Рассчитываем ток к.з. в точке 1:

$$I_{k_1}^{(3)} = \frac{E}{X} I_\delta; \quad (16.7)$$

$$I_{k_1}^{(3)} = \frac{1,2}{0,042} \cdot 48,1 = 1,3 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания в точке 2:

$$I_{k_1}^{(3)} = \frac{E}{x + x_{\text{АЭП}}} I_\delta; \quad (16.8)$$

$$I_{k_1}^{(3)} = \frac{1.2}{0.042 + 0.000016} \cdot 48.1 = 1.3 \text{ кА.}$$

Определяем ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y1} = i_{y2} = \sqrt{2} K_y I_k^{(3)}; \quad (16.9)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 1.3 = 3.4 \text{ кА.}$$

Определяем однофазный ток короткого замыкания:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_n + \frac{Z_\Gamma}{3}}; \quad (16.10)$$

Находим полное сопротивление петли фаза-ноль:

$$z_n = \sqrt{(x_{оп}^2 + x_{оп}^2) l^2}; \quad (16.11)$$

$$z_{\Pi} = \sqrt{(0.64^2 + 0.6^2) \cdot 0.52^2} = 0.456.$$

Где: l – расстояние от ВЭС до самой дальней точки электроснабжения.

Однофазный ток к.з. в точке 1 равен:

$$I_{k_1}^1 = \frac{220}{\frac{0.2}{3}} = 3.3 \text{ кА.}$$

Однофазный ток к.з. в точке 2 равен:

$$I_{k_2}^1 = \frac{220}{0.456 + \frac{0.2}{3}} = 4.2 \text{ кА.}$$

Полное сопротивление генератора ВЭС равно:

$$z_r = \frac{U_H^2}{S_H} \frac{x_*^d}{6} = \frac{400^2}{33333.3} \cdot \frac{0.252}{6} = 0.2.$$

Двухфазный ток короткого замыкания равен:

$$I_k^{(2)} = 0.87 \cdot 1.3 = 1.13 \text{ кА.}$$

Двухфазный ток короткого замыкания:

$$I_k^{(2)} = 0.87 \cdot 1.3 \cdot 10^3 = 1.13 \text{ кА.}$$

На вводы устанавливаем три автомата серии А3140

Таблица 17.2 – Характеристики автомат

Каталожные данные	Расчетные данные
$I_n=500\text{В}$ $I_{н\text{ авт}}=600\text{А}$ $I_{н\text{ расц}}=400\text{А}$ $I_{ср7.расц}=2,8\text{А}$ $K_4=1,1$	$U_c=380\text{В}$ $I_p=346,8\text{А}$ $I_p=346,8\text{А}$ $1,25 I_{кр}=144\text{А}$ $K_4=2,8$

Выбираем головные автоматические выключатели на ВЛ0,4 кВ от ВЭС, ГАЭС и ДЭС.

Примем к установке автоматы серии В3140.

Таблица 17.3 – Характеристики автомат

Каталожные данные	Расчетные данные
$I_n=500\text{В}$ $I_{н\text{ авт}}=600\text{А}$ $I_{н\text{ расц}}=400\text{А}$ $I_{ср7.расц}=2,8\text{А}$ $K_4=1,1$	$U_c=380\text{В}$ $I_p=346,8\text{А}$ $I_p=346,8\text{А}$ $1,25 I_{кр}=144\text{А}$ $K_4=2,8$

Выбор центрального распределительного пункта.

Примем к установке на животноводческом комплексе распределительный пункт серии ПР9332, который изготавливает со встроенными в нем автоматическими выключателями серии А3100. Они предназначены для распределения электроэнергии и защиты электрических установок при перегрузках и коротких замыканиях.

Выбор трансформаторов тока.

Таблица 17.4 – Характеристики измерительных приборов

Приборы	Тип	Класс точности	Нагрузка В·А фазы		
			А	В	С
Амперметр	Э-365	1,5	0,5	0,5	0,5
Счетчик акт.наз-ти	САЗИ670	1,5	2,5	-	2,5
Счетчик реакт.наз-ти	СР44676	1,5	2,5	-	2,5
Итого:			5,5	0,5	5,5

Общее сопротивление приборов:

$$z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{2,5} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление приборов:

$$z_{\text{приб}} = z_{2\text{ном}} - z_{\text{приб}} - z_{\text{н}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение соединительного провода:

$$S = \int \frac{l_p}{z_{\text{пр}}} = 0,0283 \cdot \frac{7}{0,08} = 2,5 \text{ мм}^2.$$

Примем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 .
Принимаем к установке трансформаторы тока типа ТЛ 0,66

Таблица 17.5 – Характеристики трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{н.сеть}}=0,4 \text{ кВ}$ $I_p=346,8 \text{ А}$ $S_{\text{пр}}=5,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ $I_y=3,4 \text{ кА}$ $I_{op}^2 t_{\text{пр}} = 1,3^2 \cdot 3,4 = 5,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{н}}=0,66 \text{ кВ}$ $I_{\text{н}}=400 \text{ А}$ $S_{2\text{н}}=10 \text{ ВА}$ $R_{\text{дин}} I_{\text{н}} \sqrt{2} = 69 \cdot 400 \sqrt{2} = 3,9 \text{ кА}$ $(K_{\text{тс}} I_{\text{н}})^2 t_{\text{п}} = (27 \cdot 400)^2 \cdot 3 = 349,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформатора напряжения.

Таблица 17.6 – Характеристики измерительных приборов

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки ; В·А	Число обмотки	Cosφ	Sinφ	Числ. приоб.	P Вт	Q Вар
Вольтметр	Э335	2	1	1	0	1	2	0
Счетчик акт.мощн	САЗИ679	3Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик реакт.мощности	СР44671	3Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,6
ИТОГО:							14	29,2

Определяем вторичную нагрузку:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{14^2 29,2^2} = 32,4 \text{ ВА.}$$

Примем к установке трансформатор напряжения типа НОС-0,5-У4.
Условия выбора:

$$U_{\text{нс}} = 380 \text{ В} < U_{\text{Н}} = 500 \text{ В};$$

$$S_{\text{приб}} = 32,4 \text{ ВА} < S_{2\text{Н}} = 200 \text{ ВА.}$$

Выбор шины ЦРП:
Расчетный ток равен:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} U_{\text{Н}}}. \quad (17.2)$$

Расчетная полная мощность равна:

$$S_{\text{р}} = \frac{P_{\text{р}}}{\cos \varphi};$$

$$S_{\text{р}} = \frac{240}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 346,8 \text{ А.}$$

Примем к установке шину алюминиевую одноколосную сечением 30x4, с
 $I_{\text{доп}} = 365 \text{ А}$

Условия выбора:

$$\text{а. } I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}; \quad 346,8 < 365 \text{ А.}$$

б. По термической стойкости:

$$S_{\text{тy}} = \alpha I_{00} \sqrt{t\text{н}} = 11 \cdot 1,3 \sqrt{1,25} = 15,99 \text{ мм}^2.$$

Это значение $S_{\text{тy}}$ меньше выбранного сечение 120 мм^2 , то есть шина термически стойка. в. По условию воздействия тока к.з.

Допустимое напряжение на изгиб для алюминиевых шин $\delta_{\text{доп}} = 650 \text{ кгс/см}^2$

$$\delta_{\text{доп}} = \frac{Sl}{10W}; \quad (17.3)$$

$$W = 0,17hb^2 = 0,17 \cdot 3 \cdot (0,4)^2 = 0,0816 \text{ см}^2;$$

$$S = 1.76 \cdot 10^{-2} \cdot i_y \frac{l}{a} = 1.76 \cdot 10^{-2} \cdot 3.5^2 \frac{100}{30} = 0.7 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$\delta_{\text{доп}} = \frac{Sl}{10W} = \frac{0.7 \cdot 100}{10 \cdot 0.0816} = 85 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} < \frac{650 \text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

Выбранная шина удовлетворяет условиям выбора.

Выбор изоляторов.

$$\text{а. } U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}; \quad \text{б. } F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч.}}$$

Принимаем к установке изолятор типа ТФ16

$$\text{а. } 0,38\text{кВ} = 0,38\text{кВ} \quad \text{б. } F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 6 = 3,6\text{кН} > 1,3\text{кН} = F_{\text{расч.}}$$

Выбранный изолятор ТФ-16 удовлетворяет условиям выбора.

18. Специальная часть

Режим работы и регулирования двухагрегатных генераторов ветроэлектрических станций мощностью 30 кВт.

Требования к параметрам электроэнергии вырабатываемой генераторами ветроэлектростанций.

Требования к качеству электроэнергии ветроэлектростанций определяется категорией потребителя.

В реальных условиях потребители электрической энергии: телевизоры, магнитофоны, стиральные машины, холодильники, электродвигатели различных производственных установок и др, предъявляют жесткие требования к параметрам питающего напряжения.

В тоже время ряд потребителей электроэнергии предъявляют более мягкие требования к напряжению (авицена, тепловые печи, тепловые аккумуляторы и др).

Однако обычно потребители электроэнергии имеют смешанный характер по уровню требований к качеству электроэнергии.

Поэтому к электроэнергии вырабатываемой ветроэлектростанциями применяются практически те же требования, что и к промышленным электросетям – постоянство уровня напряжения, частоты и симметричности и др.

При нарушении этих требований подключаются и соответствующие потребители (аккумуляторы, теплицы и др) менее чувствительные к качеству электроэнергии.

Условия работы генераторов ветроустановок.

Характерно для генераторов (Г) ветроэлектростанций (ВЭС) изменение режима работы, связанное с изменением нагрузки, определяемой обычной цикличностью работы потребителей и в большей степени от нестабильности энергии ветра Уштили порывистые и шквальные

ветры), при которой в широких пределах изменяется их частота вращения, мощность, частота тонов и коэффициент полезного действия.

Поэтому разработка системы регулирования генераторов ВЭС имеет важное значение и в особенности для работы ВЭС в автоматическом режиме.

Известны предложения и технические решения когда на одной ВЭС устанавливается два и более генераторов, которые имеют максимальные К.П.Д. в различных диапазонах частот вращения вала ветродвигателя, обеспечивая работу ВЭС при малых и штормовых ветрах (предложение ТНИЛ «Энергия АЭИ»). В этом случае при изменении энергии ветра для получения максимального К.П.Д. преобразования механической энергии в электрическую приходится отключать часть генераторов работающих не в своем диапазоне частоты вращения. При этом установленная суммарная мощность генераторов ВЭС существенно возрастает и снижается коэффициент их использования.

Существенное влияние на выбор электронной системы ВЭС, на выбор генератора оказывает необходимость обеспечения ВЭС аккумулярующими устройствами: электрические аккумуляторные батареи, гидроаккумуляторы, тепловые аккумуляторы.

С другой стороны, ветродвигатели ВЭС обладают низкими частотами вращения (особенно у мощных ВЭС), что вынуждает при использовании серийно выпускаемых синхронных генераторов и других типов электрических машин повышать их частоту вращения, применяя редукторные устройства, что приводит, в частности к снижению КПД и надежности ВЭС.

На основании анализа условий работы электромагнитной части ВЭС и требований к качеству электроэнергии вырабатываемой ими, кратко изложенными сотрудниками ТНИЛ «ЭНЕРГИЯ» энергетического

института г. Алматы под научным руководством профессора А.В. Болотова предложена идея, заключающаяся в следующем:

- разработать модульные тихоходные контактные и бесконтактные синхронные генераторы (СГ) для безредукторных ВЭС от 15 до 500 кВт;
- разработать систему регулирования одного или конечного числа синхронных генераторов, обеспечивающую на выходе преобразовательных устройств постоянство напряжения и его частоты при изменении энергии ветра от 5% до 150-200% относительно этой энергии принятой за номинальное значения;
- генератор должен иметь К.П.Д. не ниже 0,9 при $\cos\varphi=0,95$;
- уменьшить массу тихоходных СГ снабжая их магнитоэлектрическими или комбинированными возбуждением.

Режим работы двухагрегатного синхронного генератора ВЭС мощностью 30 кВт. Общие сведения.

В настоящей дипломной работе предлагается функциональная схема автоматического регулирования двухагрегатного СГ ветроэлектростанции, режимы которого теоретически обоснованы сотрудниками ТНИЛ «ЭНЕРГИЯ» АИЭС.

Силовая электрическая схема преобразования энергии.

Силовая электрическая схема преобразования механической энергии ветродвигателя ВЭС-БОНИ в электрическую показана на рисунке 18.1.

где: СГ₁ – первый трехфазный синхронный генератор $P_M=15$ кВт, $n_n=163$ об/мин, обмотка якоря которого выполнена с двумя параллельными ветвями, каждая из которых подключена к отдельному преобразователю переменного напряжения в постоянное: П₁ и П₂; не предусматривает полный комплект устройств синхронизации СГ₄ и СГ₂ между собой, поскольку они устанавливаются на одном валу и так, что напряжения их отдельных фаз совпадают по фазе и имеют одно и тоже направления чередования фаз независимо от режима работы.

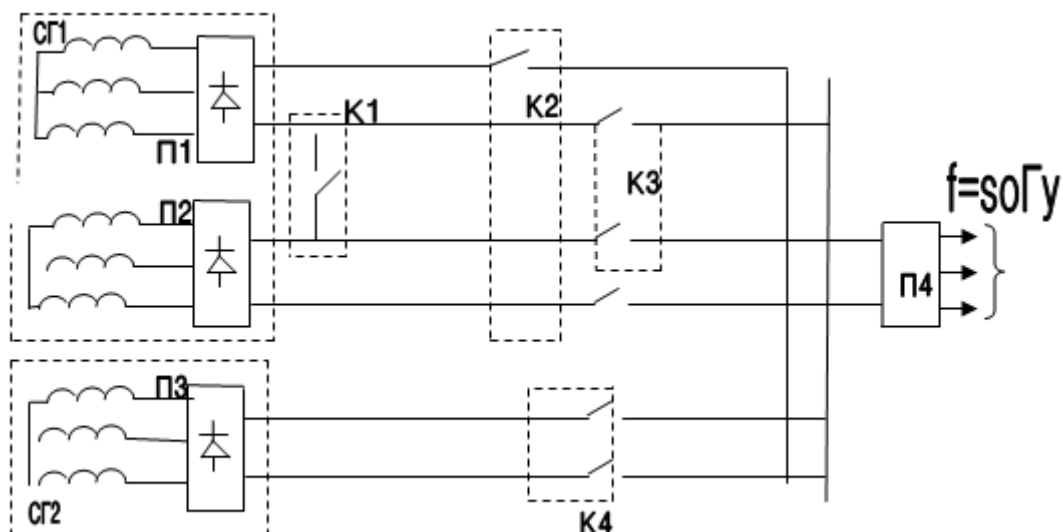


Рисунок 18.1 - Силовая электрическая схема преобразования механической энергии ВЭС-БОНИ в электрическую

СГ₂ – второй генератор, выход которого подключен к аналогичному преобразователю П₃ и так же имеет две параллельные ветви обмотки якоря;

К₁ – однополюсный контактор постоянного тока;

К₂, К₃ и К₄ – двухполюсные контакторы постоянного тока;

П₄ – преобразователь постоянного напряжения 240В в трехфазное переменное с уровнем фазного напряжения равным 220В с постоянной частотой $f=50$ Гц.

Генератор СГ₂ может быть подключен по схеме СГ₁ с использованием преобразователей П₁, П₂ и П₃ при аварийном состоянии СГ₁, что повышает надежность ВЭС.

Схема управления (см. рис.18.1)

При переключении контакторов К₁-К₄ СГ₁ и СГ₂ могут быть подключены к шинам постоянного тока индивидуального ()подключается один из них или параллельно.

Причем отдельные ветви обмотки якоря генератора СГ₁ при его индивидуальной работе подключаются параллельно или последовательно, а при совместной работе с СГ₂ – только параллельно.

При подключении $СГ_1$ и $СГ_2$ от шин постоянного тока он будет выполнять функцию маховика, т.е. функцию сглаживающего элемента при порывистых ветрах или накопителя энергии при слабых ветрах.

В данном случае и генераторы $СГ_1$ и $СГ_2$ выполнены с электромагнитным возбуждением с меньшим насыщением их магнитной цепи относительно серийно выпускаемых промышленностью. Последнее обеспечивает возможность расширения диапазона мощностей развиваемых ВЭС, при которых напряжение на шинах постоянного тока поддерживается неизменным.

Кроме того, оба генератора двухагрегатной системы рассчитываются на одну и ту же номинальную частоту вращения, что позволит при сильной энергии ветра использовать их установленную мощность полностью.

Режимы работы генераторов.

Для выполнения требований указанных в п.1 и 2 реализуются три режима работы генераторов при преобразовании механической энергии ветродвигателя ВЭС в электрическую (см.кривую $P=f(n)$ на рис.2).

18.3.3.1. Режим параллельной работы двух генераторов ветроэлектростанции.

При значительной скорости ветров (см.рис.18.2) когда мощность развиваемая одним генератором привлекает его номинальное значение $P_{н1}$ система автоматического управления (САУ) включает оба генератора на параллельную работу. При этом перед включением второго генератора, напряжение на его зажимах поднимается САУ до уровня этого напряжения на зажимах первого. В этом случае (см рис 18.1.) контактор K_1 размыкается и замыкаются контакторы K_2 и K_4 .

В рассматриваемом режиме работы генераторы развивают мощность в диапазоне от $P_{н1}$ до $(2-2,5) P_{н1}$. Последнее значение мощности имеет место при предельных скоростях ветра для данной местности (по данным Гидрометеослужбы страны).

В этом режиме работы напряжение на зажимах генераторов и на шинах постоянного тока (рис. 18.1.) поддерживается, постоянным за счет следующих явлений и регулирующих воздействий:

- возрастания э.д.с. в обмотках генераторов при увеличении частоты их вращения ω_r ;
- возрастание мощности генераторов с увеличением ω_r , когда размагничивающее действие якоря, его реакции, возрастает, что в определенной степени компенсирует первое отмеченное явления;
- регулирование токов возбуждения I_v генераторов до значения не превышающего номинальное (см.кривые « U_r » и « I_v » рис 18.2.»).

В рассматриваемом режиме работы коэффициент полезного действия генераторов КПД (см.кривую « η » на рис 18.2.) остается практически неизменным, а по уровню по 0,5-1,0% превышает КПД серийных машин работающих при $n=\text{const}$ поскольку ток I_v генераторов в силу указанных выше явлений не превышает его номинальное значение, т.е. потери в индукторе машин с ростом мощности не превышают их номинального значения. Коэффициент не превышают их номинального значения. Коэффициент мощности генераторов $\cos\varphi=0.95=\text{const}$ ввиду их работы на выпрямительную нагрузку (эквивалент активной нагрузки). В силу постоянства напряжения на шинах постоянного тока и его уровень, а так же частота на выходе ω_4 (рис 18.1) (независимый параметр) остаются неизменными.

Вывод:

- а. Рассматриваемый (метод) режим работы соответствует требованиям к качеству электроэнергии вырабатываемой ВЭС, поставленным в п.1 и 2.
- б. Преобразование механической энергии ветродвигателя ВЭС в электрическую осуществляется при практически неизменном КПД, превышающем на 0,5-1,0% КПД электрических машин при постоянной частоте вращения в широком диапазоне мощностей ВЭС от P_n до ηP_n .

Режим работы одного генератора с параллельно включением ветвями обмотки якоря.

Рассматриваемый режим работы рекомендуется в диапазоне мощностей от $0,5 P_{н1}$ до $P_{н1}$ (см. рис. 18.2.) и имеет место при разомкнутых контакторах K_1 и K_4 и замкнутых – K_2 и K_3 (см.рис 18.1.).

В этом режиме работы ток возбуждения I_B генератора $СГ_1$ изменяется от $I_B=I_{вн}$ до $I_B=1,03 \cdot I_{вн}$ при изменении мощности ВЭС от $0,5 P_{н1}$ до $P_{н1}$, что определяет незначительное изменение потерь индуктора машины.

Напряжение на шинах постоянного тока (рис. 18.1.) поддерживается постоянным за счет:

- уменьшения нагрузки генератора $СГ_1$ от $P_{н1}$ до $0,5 P_{н1}$; когда напряжение на его зажимах стремится возрасти имея ввиду возрастающий характер внешней характеристики генератора при указанном уменьшении нагрузки;
- снижении частоты вращения $СГ_1$ при уменьшении мощности (свойство ВЭС) и, следовательно, уменьшение ЭДС его обмоток, что в определенной степени компенсирует первое указанное явление уменьшения нагрузки генератора;
- регулирование тока I_B генератора в узких пределах, значение которых ранее оговаривались.

Анализ кривых U_T , I_B и η в пределах данного режима работы показывает, что КПД генератора при отдельных значениях его мощности не меньше КПД генераторов при неизменной частоте вращения.

Выводы:

- а. Постоянство напряжения на шинах постоянного тока и высокий КПД генератора ВЭС достигается просто при регулировании тока I_B его индуктора в весьма узком диапазоне: $1,03 I_{вн} \geq I_B \geq I_{вн}$.
- б. Требования к качеству электроэнергии выработанной ВЭС выполняются.

Режим работы одного генератора при последовательном включении параллельных ветвей его обмотки якоря.

При снижении мощности ветродвигателя (ВЭС) от $0,5 P_{н1}$ до $(0,05 \pm 0,08) P_{н1}$ поддерживать неизменным напряжение при параллельном подключении ветвей обмотки якоря СГ₁ не рекомендуется по следующим причинам:

- уменьшается частота вращения двигателя (функция энергии ветра) и следовательно, генератора СГ₁ приводит к снижению ЭДС его фаз при заданном значении тока возбуждения;
- необходимость увеличивать ток в I_B с целью поддержания требуемого значения напряжения на зажимах генератора и на шинах постоянного тока, что приводит к увеличению потерь индуктора и в тем большей степени, чем меньше частота вращения и развиваемая мощность генератора;
- существенное снижение КПД генератора по предшествующей причине.

С целью существенного увеличения КПД генератора СГ₁ при номинальном напряжении на его зажимах в указанном диапазоне мощностей параллельные ветви обмотки якоря генератора включаются последовательно, что имеет место при отключении контактора К₃ и включении контактора К₁ схемы показанной на рис 18.1.

В этом случае ЭДС отдельных параллельных ветвей обмотки якоря суммируется и должно быть равным по величине номинальному, для достижения последнего тока I_B должен быть уменьшен на 50% по сравнению с его величиной в точке перехода (переключение) на рассматриваемый режим работы.

В дальнейшем при изменении частот вращения и мощности генератора в этом режиме (диапазон указан выше) ток I_B его индуктора изменяется в пределах $\pm 4\%$ от его номинального значения.

Постоянство напряжения на шинах постоянного напряжения поддерживается вследствие трех причин:

- снижение ЭДС фаз генератора при уменьшении частоты вращения;

- уменьшение размагничивающего действия реакции якоря при снижении нагрузки генератора, что в основном компенсирует воздействие первой причине;

- регулирование тока I_B .

В данном режиме работы существенно увеличивается значение КПД генератора по сравнению со случаем параллельного подключения ветвей обмотки якоря, если бы он работал в рассматриваемом диапазоне частот вращения и мощностей. Это следствие уменьшения тока возбуждения на 50%, когда потери индуктора уменьшаются в четыре раза, а они составляют основную часть потерь генератора при нагрузках этого режима работы.

Выводы:

а. Номинальное напряжение на шинах постоянного тока ВЭС обеспечивается при уменьшении тока I_B генератора на 50% при одновременном переключении ветвей его обмотки якоря с параллельного на последовательное включение.

б. Коэффициент полезного действия генератора выше на 1-2% относительно генераторов рассчитанных на мощности рассматриваемого диапазона ($0,5:0,08$) $P_{н1} \leq P_r \leq 0,5 P_{н1}$

Режим работы при напряжении генератора меньше номинального и последовательном включении ветвей обмотки якоря.

При малых скоростях ветра частота вращения генераторов снижается в два и более раз, а их мощность при этом составляет менее 5% от $P_{н1}$. В этом случае целесообразна работа ВЭС только на зарядку аккумуляторных батарей.

Для повышения КПД рекомендуется снижать ток в обмотке возбуждения (уменьшаются потери индуктора, см. п.п. 3.3.3.) и поддерживать напряжение на шинах постоянного тока ВЭС ниже номинального и соответствующего требуемому значению при зарядке аккумуляторных батарей.

19. Экономическая часть

В настоящее время происходит рост цен на электроэнергию, получаемую от энергосистемы, поэтому некоторые потребители, удаленные от линий электроснабжения стремятся получить свой источник питания. В связи с этим получают широкое распространение альтернативные источники энергии. Проектируемый животноводческий комплекс удален от линий электроснабжения энергосистемы. Предполагается осуществить его энергоснабжение от ветроэлектрических станций. В данной главе мы просчитываем затраты на обслуживание и себестоимость электроэнергии вырабатываемую ветроэлектрическими станциями.



Рисунок 19.1 - Структура энергохозяйства

19.1 Определение суммарной трудоемкости

Для обслуживания электрооборудования ветроэлектрических станций необходимо определить трудоемкости для каждого элемента электрооборудования.

Согласно нормам, находим время ремонтного цикла и межремонтного периода для каждой единицы электрооборудования.

С учетом работы, конструктивным исполнением, режимом работы, условий среды обитания определяем плановое время ремонтного цикла:

$$T_{\text{кл}} = T_{\text{табл}} \cdot \beta_{\text{к}} \cdot \beta_{\text{р}} \cdot \beta_{\text{у}} \cdot \beta_{\text{о}} \cdot \beta_{\text{с}}; \quad (19.1)$$

Далее определяем время межремонтного периода:

$$t_{\text{кл}} = t_{\text{табл}} \cdot \beta_{\text{к}} \cdot \beta_{\text{р}} \cdot \beta_{\text{у}} \cdot \beta_{\text{о}} \cdot \beta_{\text{с}}; \quad (19.2)$$

где: $\beta_{\text{к}} \cdot \beta_{\text{р}} \cdot \beta_{\text{у}} \cdot \beta_{\text{о}} \cdot \beta_{\text{с}}$ – коэффициенты учитывающие конструктивные работы, режим работы в газ равно:

$$\eta_{\text{к.р}} = \frac{1}{T_{\text{гл}}}; \quad (19.3)$$

$$\eta_{\text{т.р}} = \frac{12}{t_{\text{кл}}}. \quad (19.4)$$

Берется из справочной литературы [19] трудоемкости на капитальной и текущий ремонт и с учетом количества капитальных ремонтов и текущих ремонтов определяем трудообъем:

$$V_{\text{к.р.}} = N \cdot K_{\text{кр}} \cdot K \cdot T_1; \quad (19.5)$$

$$V_{\text{т.р.}} = N \cdot n_{\text{тр}} \cdot K \cdot T_2; \quad (19.6)$$

$$V_{\text{т.о.}} = 0,1 V_{\text{т.р.}} \quad (19.7)$$

Где: $n_{\text{кр}}$ и $n_{\text{тр}}$ - количество магнитальных и текущих ремонтов в газ:

K – коэффициент учитывающий скорость вращения ротора электрической машины;

$T_1; T_2$ - трудоемкость капитального и текущего ремонтов;

N – количество электрических машин.

Результаты расчетов сведем в таблицу.

В объем текущих и капитальных ремонтов входит, кроме силового оборудования, так же обслуживание осветительного оборудования, средств автоматики и релейной защиты, контрольно-измерительного оборудования и коммутационного оборудования.

Исходя из этого увеличиваем объем работ на 30-35%:

$$V_{\text{к.р.}}^1 = V_{\text{к.р.}\Sigma} + 0,35 V_{\text{к.р.}\Sigma} \quad (19.8)$$

$$V_{\text{т.р.}}^1 = V_{\text{т.р.}} + 0,35 V_{\text{т.р.}\Sigma} \quad (19.9)$$

$$V_{\text{т.о.}}^1 = V_{\text{т.р.}\Sigma} + 0,35 V_{\text{т.о.}\Sigma} \quad (19.10)$$

Согласно итоговым расчетом таблицы 19.1 и по формулам (19.8), (19.9.), (19.10) определим суммарные годовой объем по капитальному, текущему ремонту и текущему обслуживанию оборудования:

$$V^1_{к.р.} = 368,8 + 0,35 \cdot 367,8 = 496,5 \text{ чел.ч.};$$

$$V^1_{т.р.} = 2281,3 + 0,35 \cdot 2281,3 = 3079,8 \text{ чел.ч.};$$

$$V^1_{т.о.} = 228,1 + 0,35 \cdot 228,1 = 307,9 \text{ чел.ч.};$$

19.2 Расчет численности дежурного и обслуживающего персоналом

Количество рабочих необходимых для обслуживания и ремонта энергетического оборудования на планируемый год можно определить по формуле:

$$N = \frac{V}{\Phi_d K_n}; \quad (19.11)$$

Где: V – годовой объем работ;

Φ_d – действительный фонд рабочего времени (таблица 19.3)

$K_{вн}$ – коэффициент выполнения норм ($K_{вн} = 1,1$).

В годовом объеме работ мы учитываем только трудообъем по текущему ремонту и осмотру энергетического оборудования, не учитывая трудообъем по капитальному ремонту. Так как мы имеем малый объем работ, то невыгодно содержать группу по ремонту из-за малого объема работ, дешевле ремонтировать оборудование на стороне. Рассчитываем количество дежурного и обслуживающего персонала по формуле (19.11):

$$N = \frac{V_{тр} + V_{то}}{\Phi_d \cdot K_n} = \frac{2281,3 + 228,1}{1708 \cdot 1,1} = 1,5 \text{ чел.}$$

Примем количество персонала $N=3$ чел, на случай если произойдет, что-то непредвиденное и потому, что за ВЭС нужно вести круглосуточный контроль. Так же принимаем $N=3$ чел, потому, что при расчете данной численности не учитывалось наличие объема работ по системе релейной защиты и автоматике, контрольно-измерительного и коммутационного оборудования.

Таблица 19.1 – Таблица определения фонда рабочего времени

Наименование	Обозначения	Дни	часы
1	2	3	4
1. Календарный фонд рабочего времени	T_k	365	2920
2. Номинальный фонд рабочего времени	T_n	254	2032
3. Неиспользуемое время			
а) Отпуска связанные с беременностью	$0,005T_n$	1,3	10,4
б) Основные и дополнительные отпуска		21	168
в) Невыходы из-за болезни	$0,03T_n$	7,6	60,8
г) Выполнение гос.обязанностей	$0,005T_n$	1,3	10,4
4. Явочное время одного работающего	T_y	222,8	1782,4
5. Внутрисменная потери	t_{cm}	9,3	74,4
6. Коэффициент использования рабочего времени	$T = \frac{T_r}{T_n}$	0,84	0,84
7. Полезный фонд рабочего времени	T_p	213,5	1708

Дни	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
I раб- очий	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X
II раб- очий	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$
III раб- очий	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$	X	$\frac{7}{15}$	$\frac{15}{23}$

Рисунок 19.2 - График дежурств обслуживающего персонала ВЭС



- Выходной день

$\frac{7}{15}$

- начало и окончание рабочей смены

Определим почасовой тариф для обслуживающего персонала ВЭС по формуле:

$$C = \frac{3 \cdot 12}{\Phi_0}; \quad (19.12)$$

Где: 3 – месячная заработная плата;
 Φ_9 – фонд рабочего времени.

$$C_{\text{ИТР}} = \frac{14000 \cdot 12}{1708} = 98,3 \text{ тг/час};$$

$$C_{\text{элвр}} = \frac{9000 \cdot 12}{1708} = 63,2 \text{ тг/час};$$

Результаты сведем в таблицу.

Таблица 19.2 – Определение фонда заработной платы производственных рабочих и ИТР

Наименование должностей	п, чел	Основная заработная плата						Дополнительный зар.плата			Всего фонд заработной платы; тенге
		Мес. оклад. тенге	Премии		Отчисл. на соц. страх		Итого фонд осно. вн. Зар. платы тенге	Оплата отпусков тенге	Оплата Гос. Обяз-Тей тенге	Итого Доп. Фонд Зарплата тенге	
			%	тенге	%	тенге					
Нач. службы ИТР	1	14000	30	4200	35	4900	23100	12983	937,9	13920,9	268021
Обсл. Персонал Эксплуат <input checked="" type="checkbox"/> разряда	3	9000	30	2700	35	3150	14850	8352	602,8	8954,8	516914,4
Итого:											784935,4

Таблица 19.3 – Тарификация заработной платы

Наименование должностей	Разряд	Тариф тг/час
И.Т.Р.		98,3
Электрик	IV	63,2

19.3 Составление сметы затрат на осуществление ремонтного обслуживания электрооборудования

При составлении сметы исходим из того, что основная заработная плата определяется из таблицы 19,5. Стоимость материалов и комплектующих изделий для упрощения принимаем равной 120% от фонда заработной платы, расходы по содержанию, эксплуатации электрооборудования принимаем равной 100% от фонда заработной платы.

Таблица 19.4 – Смета затрат на ремонтное обслуживание электрооборудования на год.

Наименование оборудования	Фонд заработной платы, тенге	Стоимость материалов тенге	Расход по эксплуатации оборудования тенге	Суммарные затраты тенге
Генератор ВЭС	506221,2	607465,44	506221,2	1619907,8
ЛЭП 0,4 кВ	2041,38	2449,656	2041,38	6532,416
Центро-бежный насос:	27013,3	32415,96	27013,3	86442,56
ДЭС:	129044,55	154853,46	129044,55	412942,56
Итого:	784333,29	941199,94	784333,29	2509866,5

19.4 Калькулирования себестоимость передачи и распределения электроэнергии за год

Себестоимость выражает все денежные затраты на производство или предоставления каких либо услуг.

Себестоимость электроэнергии определяется:

$$S = \frac{\sum U}{W}; \quad (19.13)$$

Где: $\sum U$ – суммарные издержки
 W – годовая выработка электроэнергии.

$$\sum U = U_{ам} + U_{эксп} + U_{зп} + U_{ээ}; \quad (19.14)$$

где: $U_{ам}$ - затраты на амортизационные отчисления;
 $U_{эксп}$ - затраты на эксплуатацию оборудования;
 $U_{зп}$ – затраты на заработную плату;
 $U_{ээ}$ - затраты на электроэнергию.

Отчисление на амортизацию и эксплуатационные расходы определяются по сметной стоимости элементов схемы электроснабжения и годовым нормам отчисления.

Таблица 19.5 – Расчет отчислений на амортизацию и эксплуатационные расходы

Наименование оборудования	Кол-во	Балансовая стоимость; тыс.тенге	Норма отчислений	Сумма отчислений
			%	тыс.тенге
Генераторы ВЭС:	6	22800	0,07	1596
ДЭС:	1	1140	0,07	79,8
ГАЭС:	1	3800	0,07	266
Насосы:	6	91,2	0,07	6,38
ЛЭП 0,4кВ	1,5км	317,3	0,028	8,9
Итого:				1957,08

Определим себестоимость электроэнергии, выдаваемой ВЭС:

$$S = \frac{\sum U}{W}; \quad (19.15)$$

В этой формуле не учтены прочие затраты. К прочим затраты относятся: услуги железной дороги, автомобильного транспорта, пусконаладочные работы, Гос.ЭнергоНадзор, плата за аренду каналов связи, услуги банков, дорожный фонд. Поэтому в формулу себестоимости вводим коэффициент 1,3 который учитывает эти затраты.

Тогда себестоимость электроэнергии выдаваемой ветроэлектростанциями равна:

$$C = \frac{1,3(2509866,5 + 1957080)}{840592,2} = 6,9 \frac{\text{тг}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч.}$$

Электроснабжение животноводческого комплекса от ветроэлектрических станций, и от ДЭС и ГАЭС в качестве резервных источников питания, является выгодным, так как комплекс является независимым от энергосистемы и вследствие этого вероятность первого питания мала.

Таблица 19.6 – Составление сетевого графика на монтаж вероэлектрической станции типа БОНИ 1,25/4ШХВ

№	Наименование работ	Номер работы i-j	Единицы измерения, дни						
			t _{i-j}	РО t _{i-j}	РН t _{i-j}	ПО t _{i-j}	ПН t _{i-j}	R _{i-j}	Ч _{i-j}
1	Строительство фундамента ВЭС	0-1	7	7	0	7	0	0	0
2	Регистрация модулей генераторов и систем преобразования	1-2	1	8	7	8	7	0	0
3	Сборка ВЭС в горизонтальном положении	2-3	3	11	8	11	8	0	0
4	Подъем ВЭС в вертикальное положение	3-4	1	12	11	12	11	0	0
5	Монтаж электрической схемы	4-9	1	13	12	13	12	0	0
6	Смазка подшипниковых узлов	4-5	0,4	12,4	12	12,5	12,1	0,1	0
7	Устранение перекосов в модулях	4-7	0,6	12,6	12	13,75	13,15	1,15	0
8	Проверка болтовых соединений	7-8	0,25	11,85	12,6	14	13,75	1,1	1,15
9	Проверка со остности установки	5-6	1	13,4	12,4	13,5	12,5	0,1	0
10	Устранение механических перекосов	6-8	0,5	13,9	13,4	14	13,5	0,1	0,1
11	Контрольный пуск ВЭС и составление акта сдачи	8-10	3	17	14	17	14	0	0
12	Проверка электрической схемы	9-8	1	14	13	14	13	0	0
13	Подключение ВЭС к потребителям к аккумуляторам	10-11	1	18	17	18	17	0	0

19.5 Оптимизация сетевого графика

График оптимизируем по времени.

Но каждой работе задействованы три человека. На работе 7-8 имеется частичный резерв $ч_{7-8} = 1,15$ дня. Здесь работает три человека, закончив свою работу на участке 7-8, они: приступят к работе на участке 4-9. Время выполнения работы 4-9 сократится:

$$t_{4-9}^1 = t_{4-9} - \left(\frac{S^1}{H_{\Sigma}} - \frac{S^1}{H_{\Sigma}^1} \right) = 1 - \left(\frac{0.15}{3} - \frac{0.15}{6} \right) = 0.95 \text{ дня.}$$

Где: S – резерв между работами ($S=1.15$ дня);
 S^1 – резерв времени между работами 4-9 и 7-8.

$$(S^1=(ч_{7-8}-t_{9-8})=1,15-1=0,15 \text{ дня});$$

Где: H_{Σ}^1 - количество людей выполняющих работу 4-9 после подключения людей закончивших работу 7-8.

H_{Σ} - количество людей выполняющих работу 4-9 (после) до подключения людей, закончивших работу 7-8.

Теперь определим время окончания работы t_{9-8}^{po} ;

$$t_{9-8}^{po} = t_{PH} - t_{4-9}^1 + t_{9-8} = 12 + 0.95 + 0.5 = 13.15 \text{ дня.}$$

Так же t_{9-8}^{po} ; меньше, чем t_{6-8}^{po} ;, то появляется частичный резерв времени работы $ч_{9-8}^1$; и люди с работы 9-8 перебрасываются на работу 6-8:

$$ч_{9-8}^1 = t_{10-8}^{PH} - t_{9-8}^{PO} = 13.9 - 13.45 = 0.45 \text{ дней.}$$

Происходит изменения времени выполнения работы 6-8:

Продолжительность монтажа ВЭС сократилась на 1/3 дня.

20. Безопасность жизнедеятельности

20.1 Анализ условий труда обслуживающего персонала ветроэлектрических станций

Обслуживание ветроэлектрических станций требует круглосуточного присутствия обслуживающего персонала. Поэтому необходимо создать нормальные условия труда для дежурного персонала.

В вечернее и ночное время суток на рабочем месте необходимо создать соответствующее освещение. Поэтому мы рассчитываем искусственное освещение производственного помещения ВЭС.

В холодный период года, для поддержания оптимальных параметров микроклимата помещения ветроэлектрической станции, необходимо установить систему отопления.

Так же существует опасность поражения молний ветроустановки, так как они находятся на открытой возвышенности и удалены от массива застройки.

Поэтому необходимо провести расчет молнезащиты ветроустановки.

20.2. Расчет искусственного освещения производственного помещения ветроэлектрической установки

Расчет произведем методом коэффициента использования.

Рассматриваем метод заключается в определении значения коэффициента η , равного отношению светового котока падающего на расчетную поверхность, к полному потоку осветительного прибора.

Рассчитаем общее освещение.

Индекс помещения определяется как:

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)} \quad (20.1)$$

Где: A – длина помещения;

B – ширина помещения;
 h – расчетная высота подвеса.

Расчетная высота подвеса определяется по формуле:

$$h = H - h_c - h_p; \quad (20.2)$$

где: H – высота помещения;
 h_c – высота свеса лампы;
 h_p – высота рабочей поверхности над полом.

$$\Phi = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta}; \quad (20.3)$$

Где: E – заданная минимальная освещенность;
 K_3 – освещаемая площадь;
 S – освещаемая площадь;
 Z – коэффициент неравномерности освещения;
 N – число светильников;
 η – коэффициент использования.

Рассчитаем общее освещение производственного помещения ветроэлектроустановки длиной 3,8 метра, шириной 3,8 метра и высотой 2,5 метра. Примем коэффициенты отражения потолка $S_{\text{пот}}=70\%$, стен $\rho_{\text{ст}} = 50\%$ и пола $\rho_{\text{ст}} = 30\%$. Разряд зрительной работы VIIб, нормируем освещенность 50 ЛК;

Примем к установки систему освещения лампами накаливания мощностью 60 Вт, со световым потоком $\Phi=715$ ЛК при номинальном напряжении.

Рабочая поверхность находится на высоте одного метра, высота свеса лампы равняется нулю.

Определяем расчетную высоту подвеса лампы:

$$h = H - h_c - h_p = 2.5 - 0 - 1 = 1.5 \text{ м.}$$

Наивыгоднейшее расстояние между светильниками определяется как:

$$\alpha = 2h = 1.4 \cdot 1.5 = 2.1 \text{ м.}$$

Примем к установки два ряда светильников, с расстоянием от стен 0,9м.

Определяем индекс помещения:

$$i = \frac{AB}{h(A+B)} = \frac{3.8 \cdot 3.8}{1.5(3.8 + 3.8)} = 1.2$$

Примем по таблице 2,5 [6] коэффициент использования η равный 40%.

Определим необходимый поток каждого светильника:

$$\Phi = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{50 \cdot 1.3 \cdot 22.8 \cdot 1.1}{4 \cdot 0.4} = 645 \text{ ЛК.}$$

Размещаем в производственном помещении ВЭУ четыре лампы на расстоянии 0,9 метров от стен. Светильники размещаем в два ряда по две лампы в каждом ряду.

Произведем проверку правильности расчетов освещения помещения ВЭУ. Для этого рассчитаем освещение помещение ВЭУ методом удельной мощности и сравним с результатами расчетов по методу коэффициента использования.

Этот метод является одним из более простых и приближенных способов определения мощности ламп, необходимых для равномерного освещения помещения.

При расчете методы удельной мощности, принимают исходя из опытных данных, что для создания средней освещенности 10 ЛК на каждый квадратный метр площади освещаемого помещения, требуется удельная мощность 20 Вт/м².

Так как между освещенностью E и удельной мощностью существует прямая зависимость, то при освещенности отличной от 10 ЛК удельная мощность будет равна:

$$\omega_x = \omega \frac{E_x}{100}; \quad (20.4)$$

Где: E_x – норма освещенности помещения;

ω – удельная мощность при освещенности равной 100 ЛК.

Зная площадь помещения и число светильников можно определить мощность одной лампы:

$$P = \frac{\omega_x S}{n}; \quad (20.5)$$

Где: w – удельная мощность;
 S – площадь помещения;
 n – число светильников.

Определим удельную мощность:

$$\omega_x = \omega \frac{E_x}{100} = 20 \frac{50}{100} = 10 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Определяем мощность одной лампы:

$$P = \frac{\omega_x S}{n} = \frac{10 \cdot 22.8}{4} = 57.2 \text{ Вт}.$$

Принимаем ближайшее большее значение мощности лампы накаливания 60Вт.

Расчет по методу удельной мощности дает такое же количество светильников и мощность ламп накаливания? Что и по методу коэффициента использования.

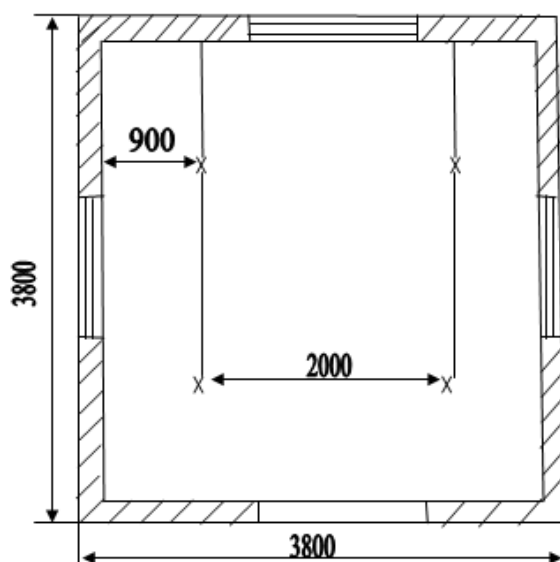


Рисунок 20.1 - План размещения светильников

20.3 Определение теплотерь и составление теплового баланса производственного помещения ветроэлектрических установок

Для создания нормальных условий труда обслуживающему персоналу ветроэлектрических установок, необходимо поддерживать определенный уровень температуры в производственном помещении ВЭС.

Термическое сопротивление многослойного ограждения определяется:

$$R = \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \dots + \frac{\delta_n}{\lambda_n}; \quad (20.6)$$

Где: δ – толщина изоляционных слоев;

λ – коэффициент теплопроводности изоляционных слоев.

Теплопотери стен, потолка и пола производственного помещения:

$$Q = \frac{1}{R} (t_B - t_H) S; \quad (20.7)$$

Где: R – термическое сопротивления многослойного ограждения;

t_B – температура воздуха внутри производственного помещения;

t_H – наружная температура воздуха;

S – площадь поверхности.

Исходя из того, что $1 \text{ ккал/ч} \approx 1,15 \text{ Вт}$ можно найти мощность необходимой для обогрева производственного помещения:

$$W = \frac{Q}{1160}; \quad (20.8)$$

Где: Q – теплопотери помещения.

Стены производственного помещения ВЭС выполнены из тепловых изоляционных материалов: минеральной ваты ($\delta_1=0,15\text{м}$; $\lambda_1=0,06\text{ккал}/(\text{см}\cdot\text{ч}\cdot\text{град})$) и древесноволокнистых плит ($\delta_2=0,02\text{м}$; $\lambda_2=0,05\text{ккал}/(\text{см}\cdot\text{ч}\cdot\text{град})$).

Определяем сопротивление термическое, многослойного ограждения:

$$R = \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} = \frac{0.15}{0.06} + \frac{0.02}{0.05} = 2.9 \frac{\text{м}^2\cdot\text{ч}\cdot\text{град}}{\text{ккал}}$$

Определим площадь помещения через которую идет излучения тепла:

$$S = S_{\text{ст}} + S_{\text{пол}} + S_{\text{пот}}; \quad (20.9)$$

Где: $S_{\text{ст}}$ – площадь всех стен помещения;

$S_{\text{пол}}$ – площадь пола;

$S_{\text{пот}}$ – площадь потолка.

Высота производственного помещения ветроэлектрической станции равна: 2,5 метра, ширина – 3,8метра и длина 3,8 метра.

Площадь помещения:

$$S = S_{\text{ст}} + S_{\text{пол}} + S_{\text{пот}} = 38 + 14,4 + 14,4 = 66,8 \text{ м}^2.$$

Определяем теплопотери производственно помещения ВЭС:

$$Q = \frac{1}{R} (t_B - t_H) \cdot S = \frac{1}{2,9} (20 - (-25)) \cdot 66,8 = 1036,5 \frac{\text{ккал}}{\text{ч}}.$$

Определим мощность электроэнергии, необходимой для обогрева ВЭС:

$$W = \frac{Q}{1160} = \frac{1036,5}{1160} = 0,9 \text{ кВт}.$$

Для обогрева производственного помещения ВЭС применяем систему напольного отопления «ESWA». Электронагревательный элемент который имеет мощность $50-200 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ и работает при напряжении 220В.

Выбираем мощность электронагревательного элемента необходимого для обогрева помещения ВЭС:

$$P = \frac{W}{S}; \quad (20.10)$$

Где: W – мощность электроэнергии необходимой для обогрева помещения ВЭС.

S – площадь помещения:

$$P = \frac{w}{s} = \frac{900}{14,4} = 62,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Принимаем к установки систему напольного отопления с нагревательным элементом мощностью $70 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$

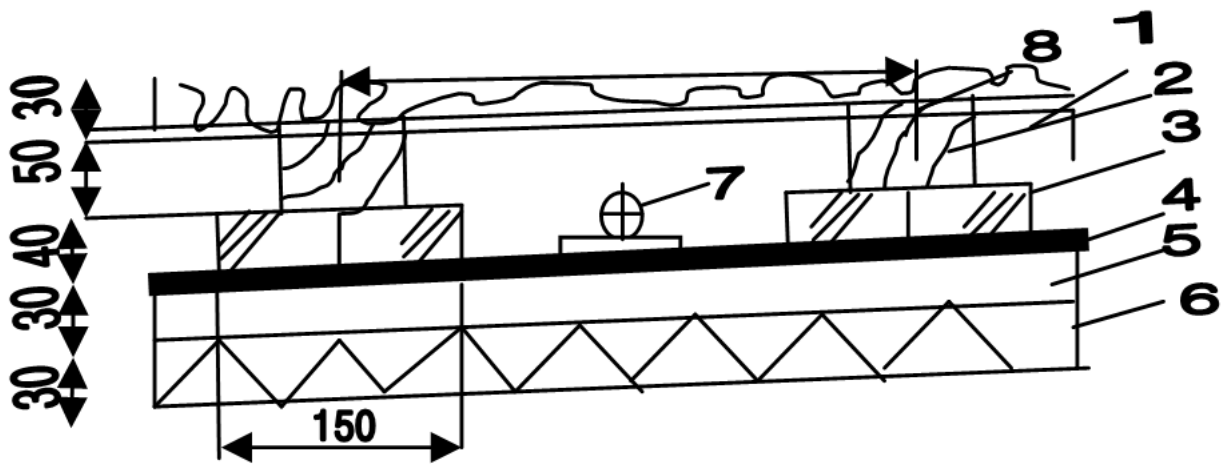


Рисунок 20.2 - Система напольного отопления

1 – доски; 2-лага; 3-деревянные полдкладки; 4-гидроизоляционный слой; 5-теплоизоляция из бетонной плиты; 6-стяжка из цементно-песчаного раствора; 7-нагревательный элемент; 8-воздушная прослойка.

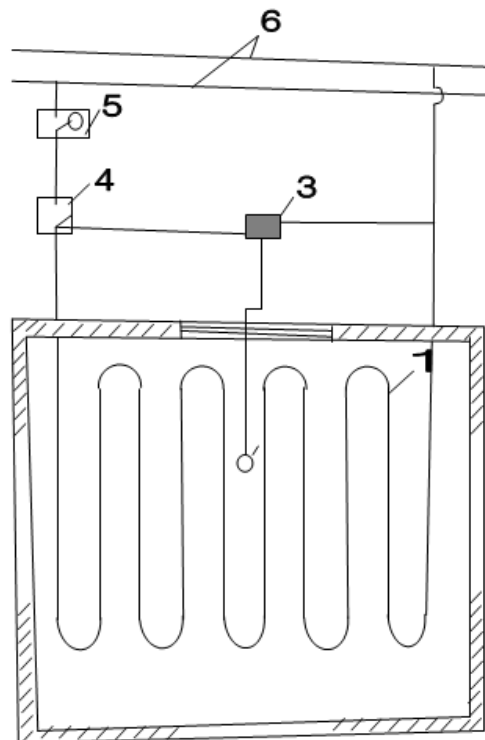


Рисунок 20.3 - Электрическая схема регулирования обогрева пола

1 – Электронагревательный элемент;
 2 – электрический термометр сопротивления;
 3 – терморегулятор;
 4- магнитный пускатель электротока;
 5 – включающие часы;
 6 – электросеть.

20.4 Расчет заземления ветроэлектрических станций

Заземлиться предполагается выполнить из вертикальных электродов, верхние концы которых соединяются с помощью стальной полосы.

Эквивалентное сопротивление грунтов определяется как:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{\rho_1 \rho_{\Gamma} l_{\text{В}}}{(l_{\text{В}} - H - h) \rho_1 + (H - h) \rho_2}; \quad (20.11)$$

Где: ρ_1 и ρ_2 - удельное электрическое сопротивление грунтов;

$l_{\text{В}}$ - длина вертикального электрода;

H - глубина раздела грунтов;

h - глубина на которой проложена соединительная полоса.

Сопротивление одиночного вертикального электрода:

$$R_{\text{В0}} = \frac{\rho_{\text{э}}}{2\pi l_{\text{В}}} \left(l_n \frac{2l_{\text{В}}}{d} + 0.5 l_n \frac{4l_{\text{В}} + 7h}{l_{\text{В}} + 7h} \right); \quad (20.12)$$

Где: d - диаметр вертикального электрода;

$\rho_{\text{э}}$ - эквивалентное сопротивление грунтов.

Количество вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{\text{В0}}}{R_{39}}; \quad (20.13)$$

Где: $R_{\text{В0}}$ - сопротивление одиночного вертикального электрода;

R_{39} - наибольшее допустимое значение заземляющего устройство.

Далее определяем сопротивление соединительной полосы:

$$R_n = \frac{\rho_1}{2\pi l} l_n \frac{l^2}{hd}; \quad (20.14)$$

Где: l - периметр контура заземления.

Находим сопротивление растекания группового заземления:

$$R_k = \frac{\frac{1}{n} R_{\text{В0}} R_n}{\frac{1}{n} R_{\text{В0}} R_n}; \quad (20.15)$$

В качестве вертикальных электродов используем стальные трубы диаметром 0,06м, длиной 3 метра. Соединительная полоса проложена на глубине 0,7 метра. Размер заземляющего контура 50,8x4,8 метра.

Грунт в месте установки неоднороден, он состоит из песка и глины.

Глубина раздела грунтов равна 1,5 метра.

Удельное электрическое сопротивление песка $\rho_1=500$ Ом·м, глины $\rho_2=70$ Ом·м по таблице 1,18 [12].

Находим эквивалентное сопротивление грунтов:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{\rho_1 \rho_2 l_B}{(l_B - H + h)\rho_1 + (H - h)\rho_2} =$$

$$= \frac{500 \cdot 70 \cdot 3}{(3 - 1.5 + 0.7)500 + (1.5 - 0.7) \cdot 70} = 90.8 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определяем сопротивление одиночного вертикального электрода:

$$R_{BO} = \frac{\rho_{\text{э}}}{2\pi l_B} \left(l_n \frac{2l_B}{d} \right) + 0.5l_n \frac{4l_B + 7h}{l_B + 7h} =$$

$$= \frac{90.8}{2 \cdot 3.14 \cdot 3} \left(l_n \frac{2 \cdot 3}{0.06} + 0.5l_n \frac{4 \cdot 3 + 7 \cdot 0.7}{3 + 7 \cdot 0.7} \right) = 23.9 \text{ Ом}.$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{BO}}{R_{39}} = \frac{23.9}{4} = 5.975 \approx 6 \text{ шт.}$$

Теперь найдем сопротивление соединительной полосы:

$$R_n = \frac{\rho}{2\pi l} l_n \frac{l^2}{hd} = \frac{500}{2 \cdot 3.14 \cdot 111.2} l_n \frac{111.2^2}{0.7 \cdot 0.01} = 10.3 \text{ Ом}.$$

$$R_k = 2.87 \text{ Ом} < 40 \text{ м} = R_{39}.$$

Сопротивление заземляющего устройство не более 40 Ом, что соответствует нормам.

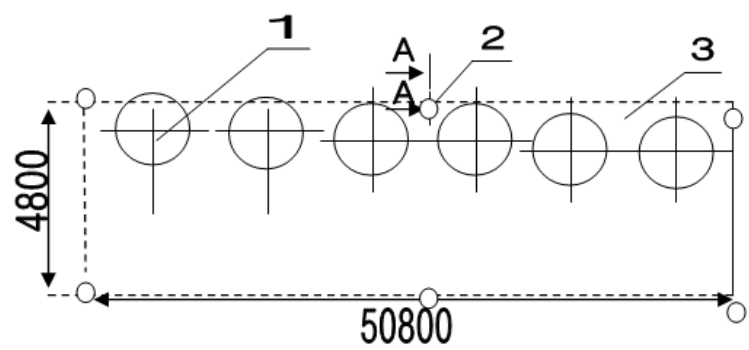


Рисунок 20.4 - Контур заземления группы ВЭС
 1 – Ветроэлектростанция; 2 – заземлитель вертикальный; 3-Контур заземления.

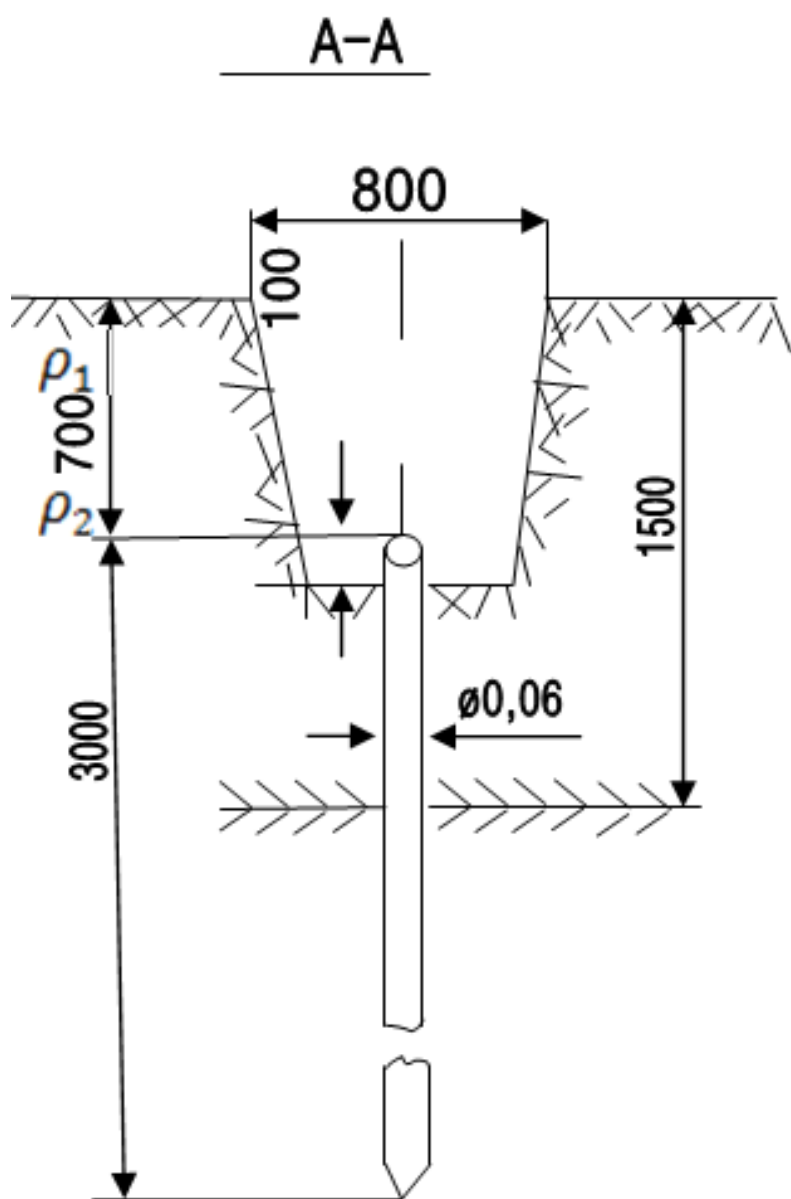


Рисунок 20.5 - Одиночный вертикальный электрод

20.5 Заземление опор воздушной линии напряжением 0,4кВ

Заземление предполагаем выполнить из стальной трубы диаметром 0,06 метра и длиной 3м. Грунт в месте установки неоднороден, он состоит из песка и глины.

Удельное электрическое сопротивление песка $\rho_1 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и глины $\rho_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ по таблице 1.18 [12].

Глубина раздела грунтов равна 1,5 метра.

Найдем эквивалентное сопротивление грунта по формуле 20.11:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{\rho_1 \rho_2 l_B}{(l_B - H + h)\rho_1 + (H - h)\rho_2} = \frac{500 \cdot 70 \cdot 3}{(3 - 1.5 + 0.5)500 + (1.5 - 0.5) \cdot 70} = 95.4 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Теперь определим сопротивление вертикального электрода по формуле 20.12:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{э}}}{2\pi l_B} \left(l_n \frac{2l_B}{d} + 0.5l_n \frac{4l_B + 7h}{l_B + 7h} \right) = \frac{95.4}{2 \cdot 3.14 \cdot 3} \left(l_n \frac{2 \cdot 3}{0.06} + 0.5l_n \frac{4 \cdot 3 + 7 \cdot 0.5}{3 + 7 \cdot 0.5} \right) = 25.5 \text{ Ом}$$

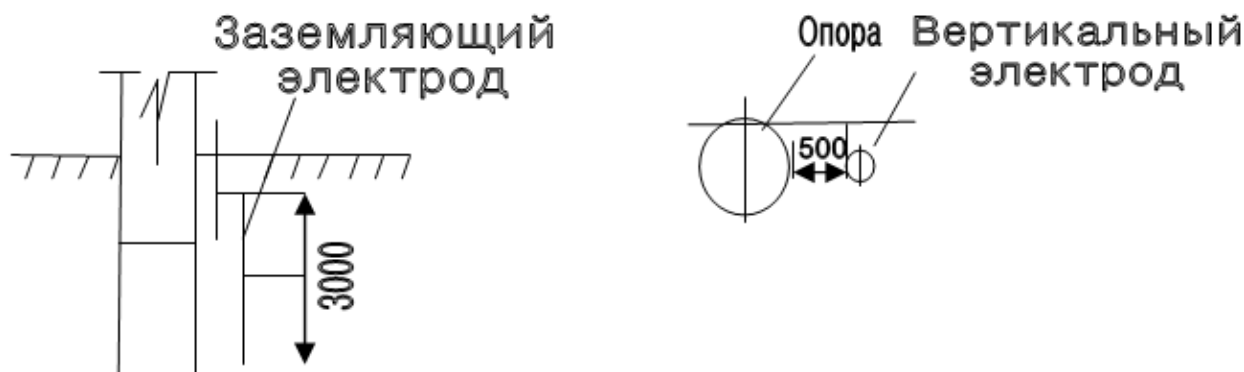


Рисунок 20.6 - Заземление опор воздушной линии 0,4 кВ

20.6 Расчет молнезащиты ветроэлектрических станций

Ветроустановка находится на возвышенности, вокруг которой отсутствуют какие либо высокие сооружения. Она относится к III категории сооружений по устройству молнезащиты, так как это отдельно стоящее здание высотой 28 метров, удаленное от массива застройки более чем на 100 метров. Поэтому установка на них молнезащиты обязательна.

Определяем ожидаемое число поражений молний в год:

$$N = \frac{(S + 3h_x)(L + 3h_x)n}{10^6}; \quad (20.16)$$

Где: S – ширина защищаемого объекта;

L – длина защищаемого объекта;

h_x – высота объекта по его боковым сторонам;

n – среднее число поражений молний 1км^2 земной поверхности в год.

Радиус зоны защиты стержневого молнеприемника:

$$r_x = 0,75h \left(1 - \frac{h_x}{h}\right); \quad (20.17)$$

Где: h – высота башни ВЭС с молнеприемником.

По интенсивности грозовой деятельности, равной 20-40 ч/газ, определяем среднее число поражений молний 1км^2 земной поверхности, которые равно $2,5 \text{ км}^2/\text{год}$.

Площадь площадки на которой установлены ветроэлектрические станции $50,8 \times 4,8 \text{ м}^2$.

Ожидаемое число поражений молнией в год определяем по формуле 20.16:

$$N = \frac{S + 3h_x(L + 3h_x)n}{10^6} = \frac{(4,8 + 3 \cdot 28)(50,8 + 3 \cdot 28) \cdot 2,5}{10^6} = 0,03.$$

Вероятность попадания молнии в площадку, на которой установлены ветроустановки равна одному попаданию в 33 года. Так как срок эксплуатации ветроустановки 50 лет, то установка молнезащиты необходима.

Молнезащиту ВЭУ выполним одиночным стержневым молниеотводом.

Радиус зоны защиты на уровне $h_x > \frac{2}{3}h$

$$r_x = 0,75h \left(1 - \frac{h_x}{h}\right) = 0,75 \cdot 30 \left(1 - \frac{28}{30}\right) = 1,5 \text{ м}.$$

Верхний диаметр ветроустановки равен 1,65м. Полученный при расчете радиус зоны защиты стержневого молниеотвода больше радиуса верхней части ВЭУ.

На ветроустановки устанавливаем стержневой молниеприемник. Выполняем его из круглой стали, длина молниеприемника равна 2 метра. Диаметр его равен 14 мм.

Молниеприемник защищаем от коррозии окраской.

Для соединения молниеприемника с заземляющим контуром, устанавливаем токоотвод. Для устройства токоотвода используем круглую сталь диаметром 8мм. Соединение молниеприемника с токоотводом выполняем сваркой. Прокладываем токоотвод по вероустановки, кратчайшим путем к заземлителю.



Рисунок 20.7 - Конструкция молниеприемника из круглой стали

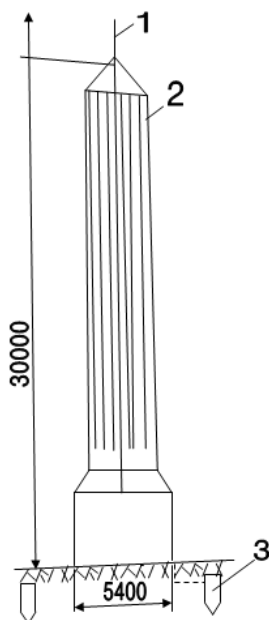


Рисунок 20.8 - Молниезащита ветроэлектростанции

- 1-молниеприемник;
- 2-токоотвод;
- 3-заземлитель вертикальный.

Заключение

Дипломная работа посвящена проектированию электроснабжения животноводческого комплекса. В работе был представлен расчет электрических нагрузок по заводу методом коэффициента использования, выбор числа и мощности цеховых ТП.

В работе был произведен расчет токов короткого замыкания и выбрано коммутационное оборудование на напряжение 10/0,4 кВ, в частности выбраны вводные и секционный выключатели, трансформаторы тока и напряжения, выключатели нагрузки, силовые кабели отходящих линии, шины, изоляторы. Все выбранные оборудования отвечают стандартам и качествам современных технологий.

Рассмотрен вопрос в специальной части, в разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы: молниезащита, теплопотери.

В экономической части проведено решение вопросов, связанных с технико-экономическим обоснованием схемы электроснабжения и был определен срок окупаемости оборудования.

Для расчета данной работы применены ЭВМ и Интернет. Расчет проводился на ПК с применением программ: Microsoft Word, Microsoft Excel, AutoCAD.

Перечень сокращений и обозначений

МТС	– дуговые сталеплавильные печи
ВЭС	– ветреная электрическая система
ВЭУ	– ветроэлектро установка
КПД	– коэффициент полезного действия
ГАЭС	– гидроаккумулирующая электростанция
К.З.	– короткое замыкание
ЛЭП	– линия электропередач
ГПП	– главная понизительная подстанция
РНДЗ	– разъединитель
ВВ	– выключатель элегазовый
КРУ	– комплектное распределительное устройство
ОПН	– ограничитель перенапряжения
ДЭС	– дизельная электростанция
НБК	– низковольтные батареи конденсаторов
НН	– низкое напряжение
РУ	– распределительное устройство
СД	– синхронный двигатель
СН	– среднее напряжение
ТП	– трансформаторная подстанция
ЦТП	– центральная трансформаторная подстанция
Т.Т.	– трансформатор тока
ЭП	– электроприемник
ТВ.	– трансформатор напряжения
АПВ	– автоматическое повторное включение
М.Т.З.	– максимальная токовая защита
Т.О.	– токовая отсечка
СНиП	– санитарные нормы и правила
НПД	– регулирование напряжения под нагрузкой
IRR	– (Internal Rate of Return) прибыль инвестиционного проекта
NPV	– (Net Present Value) чистая текущая прибыль

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок.
2. Будзко И.А. «Электроснабжение сельского хозяйства» 2000г.
3. Тажиев Т.И. «Энергия ветра как энергетическая база. Электрофикация сельского хозяйства». Казахстан 2004г.
4. Болотов А.В. Низовкин В.М. «Виндоторные электростанции БОНИ» Патент РК №2331, 1994г, переиздано 2005г.
5. Болотов А.В. Низовкин В.М. «Виндоторные электростанции БОНИ» Патент РК №3355, переиздано 2005г.
6. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения» Казтехэнерго, Алматы, 2003г.
7. «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения» Сельэнергопроект, Алматы, 2005г.
8. «Справочник по электроснабжению и электрооборудованию» Под редакцией А.А. Федерова, 2000г.
9. «Электрическая часть электростанций и подстанций», справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Б.Н. Некленаев, И.П. Крючков, 2010г.
10. «»Разработка, исследования и изготовление опытных образцов виндоторных электростанций» отчет по НИР тема 3/96, № госрегистрации 0194 РК 00802, 2007г.
11. «Проектирование электрических машин» О.Д. Гольдберг, Я.С. Гурин 2010г.
12. «Техника безопасности в электроэнергетических установках», справочное пособие, под редакцией А.А. Долина, 2002г.
13. «Основы техники безопасности в электроустановках» П.А. Долин, 2001г.
14. П.И. Анастасиев, М.М. Зеленецкий, Ю.А. Фролов «Молниезащиты зданий и сооружений» 2008г.
15. В.П. Ларионов «Защита жилых домов и производственных сооружений от молнии» 2007г.
16. М.Н. Федеров «Напольное отопление» 2006г.
17. В.А. Кострюков «Отопление и вентиляция»
18. В.А. Кострюков «Примеры расчета по отоплению и вентиляции»
19. В.И. Леницкий «Организация и планирования энергетики» 2004г.
20. Справочник по климату СССР.

Приложение А - Применение вычислительной техники

Электрические нагрузки по цехам завода

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП л	Установленная мощность, кВт			Км	cosφ	tгр
			Pmin	Pmax	Суммарная, Pн			
1	Механический цех №1	350	1	150	6000	0,25	0,7	1,02
2	Механический цех №2	120	1	140	2400	0,25	0,7	1,02
3	Штамповочный цех	90	1	110	2100	0,3	0,7	1,02
4	Заготовительно-сварочный цех	45	1	50	1000	0,4	0,6	1,33
5	Термический цех	45	5	45	600	0,5	0,65	1,17
6	Обмоточный цех	45	1	35	900	0,4	0,7	1,02
7	Пропиточно сушильный цех	43	1	85	1250	0,4	0,8	0,75
8	Сборочный цех	41	1	40	580	0,35	0,65	1,17
9	Испытательная станция	25	1	45	360	0,4	0,8	0,75
10	Компрессорная	24	1	60	320	0,6	0,8	0,75
11	Административно технический корпус	45						
12	Материальный склад	18	1	44	600	0,5	0,8	0,75
13	Столовая	38	1	22	120	0,3	0,8	0,75
14	Котельная	38	1	30	300	0,5	0,9	0,48
14	Котельная	50	1	150	620	0,5	0,8	0,75

Рисунок А1 – Фрагмент листа из программы Microsoft Excel

Расчет силовых нагрузок по цехам завода

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП л	Установленная мощность, кВт			m	Км	cosφ	tгр	Сред. мощ.				Расчетные нагрузки						
			Pmin, кВт	Pmax, кВт	Суммарная Pн, кВт					Pсм, кВт	Qсм, квар	Iп, А	Pr, кВт	Qr, квар	Sp, кВА	I, А				
1	Механический цех №1	350	1	150	6000	>3	0,25	0,70	1,02	1500	1530,3	80	1,13	1695,0	1530,3					
2	Механический цех №2	120	1	140	2400	>3	0,25	0,70	1,02	600	612,1	34	1,25	750,0	612,1					
3	Штамповочный цех	90	1	110	2100	>3	0,3	0,70	1,02	630	642,7	38	1,19	749,7	642,7					
4	Заготовительно-сварочный цех	45	1	50	1000	>3	0,4	0,60	1,33	400	533,3	40	1,15	460,0	533,3					
5	Термический цех	45	5	45	600	>3	0,5	0,65	1,17	300	350,7	27	1,17	351,0	350,7					
6	Обмоточный цех	45	1	35	900	>3	0,4	0,70	1,02	360	367,3	45	1,11	399,6	367,3					
ИТОГО														507,1	419,3	658,0			1001,0	

Рисунок А2 – Фрагмент листа из программы Microsoft Excel

Расчет электрических нагрузок по заводу.xls [Режим совместимости] - Microsoft Excel

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид Надстройки ABBY PDF Transformer+

Буфер обмена Шрифт Выравнивание Числовой Условное форматирование Форматировать как таблицу Ячейки

Н27 =C27-G27

Распределение низковольтных нагрузок по цеховым ТП					
№ТП	№ цехов	Р _{ед.} , кВт	Q _{ед.} , квар	ΣQ _{ед.} , кВА	Кз
1	2	3	4	5	6
1	1	2017,6	1686,5		
ТП1 (...)	2	911,3	690,2		
ТП2 (...)	6	507,1	419,3		
ΣSn = ... кВА	11	620,4	336,6		
	12	180,0	27,0		
	13	237,6	100,5		
Q-чек = ... квар					
		4474,0	2260,2	5012,5	0,78
ТП3 (...)	8	514,0	371,2		
ТП4 (...)	9	253,4	141,5		
ΣSn = ... кВА	10	398,7	144,0		
	7	677,2	419,6		
	4	531,7	568,0		
	5	386,8	368,1		
осв.тер.	14	488,0	236,3		
		491,6	255,8		
Q-чек = ... квар					
		4652,4	2225,4	5157,3	0,81

Уточненное распределение Q _{ед.} Σ по цеховым ТП				
№ТП	Q _{ед.}	Q _{сн.}	Q _{сн.} по ТП	Q _{сн.} по ТП
ТП1, ТП2	3260,2	925,8	(...)	1000
ТП3, ТП4	3225,4	915,9	(...)	1000
ИТОГО	6485,7	1841,7		2000

Эл. нагрузка Расч. освет. нагрузка Расч. сил. нагрузка Таблицы и кривые Распр. нагрузок по ЦТП Расч. нагр. на шинах 10 и 6 кВ

Рисунок А3 – Фрагмент листа из программы Microsoft Excel

Расчет электрических нагрузок по заводу.xls [Режим совместимости] - Microsoft Excel

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид Надстройки ABBY PDF Transformer+

Буфер обмена Шрифт Выравнивание Числовой Условное форматирование Форматировать как таблицу Ячейки

О43 =КОРЕНЬ((M43^2+N43^2)^2)

Расчет нагрузок на шинах 10 кВ														
№ТП	№ цехов	n	Rн. min, кВт	Rн. max, кВт	ΣRн, кВт	Ки	Rсм, кВт	Qсм, квар	пз	Км	Rр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Кз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	350	1	150	6000		1500	1530						
ТП1; ТП2 (1600) кВА	11	45	1	44	600		300	225						
	12	18	1	22	120		36	27						
	13	38	1	30	300		150	73						
	2	120	1	140	2400		600	612						
	6	45	1	35	900	0,29	360	367						
		616	1	150	10320		2954	2834	138	1,08	3190,32	2834,4		
Силовая											994,56	425,89		
Осветительная												-1000		
Q-чек											4184,9	2260,2	4756,3	0,74
Итого	8	41	1	40	580		203	237						
ТП3, ТП4 (1600) кВА	9	25	1	45	360		144	108						
	10	24	1	60	920		192	144						
	3	90	1	110	2100		630	643						
	4	45	1	50	1000		400	533						
	5	45	5	45	600		300	351						
	7	43	1	85	1250		500	375						
	14	50	1	150	620		310	233						
Силовая		363	1	150	6830	0,39	2679	2624	91	1,09	2920,11	2623,63		
Осветительная											920,96	342,20		
Осв. территории											488,00	236,35		
Q-чек												-1000		
Итого											4329,1	2202,2	4857,0	0,76
Итого 0,4 кВ											8514,0	4462,4		
ЭДР, ЭДГ											90,2	568,1		
Итого 0,4 кВ к 10 кВ											8604,1	5030,5		
Испытательная станция	9	4	1500	1500	6000						5100,0	-2470,0		

Эл. нагрузка Расч. освет. нагрузка Расч. сил. нагрузка Таблицы и кривые Распр. нагрузок по ЦТП Расч. нагр. на шинах 10 и 6 кВ

Рисунок А4 – Фрагмент листа из программы Microsoft Excel