ТОО «Гидротехник Жоба»

Рабочий проект
«Разработке пректно-сметной документации на строительство линии электропередач новостроек с. Нура Талгарского района Алматинской области»

Пояснительная записка и сметы
0041 – 01- ПЗ
Книга 1.

Директор Жакаев Е.С.

Главный инженер проекта Шин Б.А

г. Талдыкорган – 2011 г.

1.Основные положения.

1. Ведение

Рабочий проект «Разработка проектно-сметной документации на строительство линии электропередач новостроек с. Нура Талгарского района Алматинской области» составлен на основании задания на проектирование, выданного заказчиком ГУ – «ЖКХ, ПТ и АД Талгарского района Алматинской области» и техническими условиями выданным АО «АЖК»

Генеральным проектировщиком данного рабочего проекта является ТОО «Гидротехник Жоба» на основании договора №41 от 04 октября 2011г. с заказчиком.

Целью данного рабочего проекта является строительство новой линий электропередач ВЛИ-0,4 кВ на участки новостроек.

Рабочий проект разработан в соответствии с действующими строительными нормами, стандартами и правилами Республики Казахстан.

2. Существующее состояние строительства и местонахождение объекта.

Село Нура расположен на територии Талгарского района Алматинской области. Удаленость объекта от г. Алматы составляет 40км, сообщение по автомобильной дороге. Ближайшая железная дорожная станция г. Алматы. В рельефном отношении с.Нура расположено в предгорной зоне к северу от Заилийского Алатау.

Климатические условия площадки строительства.

- II по гололеду (10мм);
- III по ветру (29м/сек);
- по числу грозо – часов 20-40.

3.Строительные решения

Состав и объемы основных видов работ по реконструкции и строительства

В процессе обследования новостроек с. Нура и мкр. Дулат определены виды объемы работ реконструкции и строительству, составлен акт обследования (Приложение №2).

3.1. с. Нура.

3.1.1. Строительство ВЛИ-10кВ по массиву ИЖС на ж/б стойках серии СВ105-2 по т.п.ЛЭП 56-97 Россия и в соответствии с «Пособием по проектированию линий электропередачи напряжением 0,38-20кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами» с подвеской проводов марки СИП-3 сечением 70мм2. Опоры используются для совместной подвески ВЛИ-10кВ и ВЛИ-0,4кВ. Расстояние по вертикали от СИП-3 до СИПс-4 должно быть не менее 1 метра. Протяженность ВЛИ-10кВ по данному участку ИЖС

составляет –1751метров. Расчетный пролет при совместной подвеске проводов ВЛИ-10кВ и ВЛИ-0,4кВ не более 35 метров (Пособие по проектированию ВЛИ-0,38-20кВ РОСЭП).

Перед подстанцией на анкерной опоре и на первой опоре установить линейные разъединители марки SZ 24 и комплекты ОПН на каждой фазе типа SDI 46 с двух сторон опоры.

3.1.2. Воздушные линии ВЛИ-0,4кВ по территории жилого комплекса ИЖС (124 участков) проектом предусмотрено строительство ВЛИ-0,4кВ на ж/б стойках серии СВ-105-2 с подвеской самонесущих изолированных проводов марки СИПс-4 сечением (4х35+1х16) . Общая протяженность ВЛИ составляет 3900 метров. Расчетный пролет принят не более 35 метров (Пособие по проектированию ВЛИ-0,38-20кВ РОСЭП). На совместных подвесках стойки СВ-105-2 в верхней части должно быть отверстие диаметром 24мм, стойки без отверстий к установке не применять. На опоре УА2и на выходе у подстанции предусмотреть подвеску проводов СИПс-4 на двух траверсах ТН-2.

Воздушная сеть ВЛИ-0,4 кВ от подстанции разделена на четыре фидера с указанием их на плане сетей. На каждом отходящем фидере 0,4кВ установить три ограничителя напряжения типа SE30.166 и один ограничитель напряжения типа SE 45.128-5. На всех концевых опорах ВЛИ-0,4кВ, на опоре у подстанции, а также на расстоянии каждые 200м от подстанции предусмотреть повторное заземление нулевого провода и линейной арматуры.

3.1.3. Для электропитания участка ИЖС предусмотрено приобретение и монтаж двух комплектных трансформаторных подстанции тупикового типа марки КТП-250/10/0,4кВ с трансформатором мощностью 250кВА Кентауского трансформаторного завода.

Перед установкой подстанции марки КТП-250/10/0,4кВ выполнить фундамент установкой стоек УСО-3А в пробуренные котлованы, высота установки основания подстанции от поверхности земли 1800 мм. Раму для установки подстанции изготовить из угловй стали 100х100х8мм периметру снования подстанции. Установка комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ мощностью 250 кВА выполнить по т.п. 407-3-272.

Для технического учета электроэнергии в КТП предусмотрена установка 3х-фазного эл. счетчика прямого включения марки «Дала» СА4-Э720TXPLCIPP и концентратор данных (УСПД) марки SAIMAN-1000.

3.2. с. Нура мкр. Дулат.

3.2.1. Строительство ВЛИ-10кВ по массиву мкр. Дулат на ж/б стойках серии СВ105-2 по т.п.ЛЭП 56-97 Россия и в соответствии с «Пособием по проектированию линий электропередачи напряжением 0,38-20кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами» с подвеской проводов марки СИП-3 сечением 70мм2. Опоры используются для совместной подвески ВЛИ-10кВ и ВЛИ-0,4кВ. Расстояние по вертикали от СИП-3 до СИПс-

4 должно быть не менее 1 метра. Протяженность ВЛИ-10кВ по данному участку ИЖС составляет –2030метров. Расчетный пролет при совместной подвеске проводов ВЛИ-10кВ и ВЛИ-0,4кВ не более 35 метров (Пособие по проектированию ВЛИ-0,38-20кВ РОСЭП). Перед подстанцией на анкерной опоре и на первой опоре установить линейные разъединители марки SZ 24 и комплекты ОПН на каждой фазе типа SDI 46 с двух сторон опоры.

3.2.2. Воздушные линии ВЛИ-0,4кВ по территории жилого комплекса ИЖС (213 участков) проектом предусмотрено строительство ВЛИ-0,4кВ на ж/б стойках серии СВ-105-2 с подвеской самонесущих изолированных проводов марки СИПс-4 сечением (4х35+1х16) . Общая протяженность ВЛИ составляет 5367 метров. Расчетный пролет принят не более 35 метров (Пособие по проектированию ВЛИ-0,38-20кВ РОСЭП). На совместных подвесках стойки СВ-105-2 в верхней части должно быть отверстие диаметром 24мм, стойки без отверстий к установке не применять. На опоре УА2и на выходе у подстанции предусмотреть подвеску проводов СИПс-4 на двух траверсах ТН-2.

Воздушная сеть ВЛИ-0,4 кВ от подстанции разделена на четыре фидера с указанием их на плане сетей. На каждом отходящем фидере 0,4кВ установить три ограничителя напряжения типа SE30.166 и один ограничитель напряжения типа SE 45.128-5. На всех концевых опорах ВЛИ-0,4кВ, на опоре у подстанции, а также на расстоянии каждые 200м от подстанции предусмотреть повторное заземление нулевого провода и линейной арматуры.

3.2.3. Для электропитания участка ИЖС предусмотрено приобретение и монтаж трех комплектных трансформаторных подстанции тупикового типа марки КТП-250/10/0,4кВ с трансформатором мощностью 250кВА Кентауского трансформаторного завода.

Перед установкой подстанции марки КТП-250/10/0,4кВ выполнить фундамент установкой стоек УСО-3А в пробуренные котлованы, высота установки основания подстанции от поверхности земли 1800 мм. Раму для установки подстанции изготовить из угловй стали 100х100х8мм периметру снования подстанции. Установка комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ мощностью 250 кВА выполнить по т.п. 407-3-272.

Для технического учета электроэнергии в КТП предусмотрена установка 3х-фазного эл. счетчика прямого включения марки «Дала» СА4-Э720TXPLCIPP и концентратор данных (УСПД) марки SAIMAN-1000.

4. Расчёт т.к.з. и уставок устройств РЗА фидера 10кВ №8 ПС35/10кВ №97И „ Озтемир”.

Параметры схемы замещения.

1. Токи 3-х фазного КЗ на шинах 10кВ ПС№97И (точка К-1):

-в максимальном режиме работы энергосистемы Iкз.макс. 1467А.

-в минимальном режиме работы энергосистемы Iкз.мин. 1244А.

2. Сопротивление КЗ (шины 10кВ ПС№97И) системы:

-в максимальном режиме работы энергосистемы Хсис..макс. 4,137ом.

-в минимальном режиме работы энергосистемы Хсис.мин. 4,879ом.

3. Сопротивление существующей ЛЭП-10кВ фидера №8 ПС№97И.

Участок №1.

-длина 1 участка линии 11,48км.

-тип провода АС70.

-удельное сопротивление провода Zуд. 0,577ом/км.

- сопротивление линии Zлин1. 6,623 ом.

Участок №2.

-длина 2 участка линии 2,56км.

-тип провода АС50.

-удельное сопротивление провода Zуд. 0,715ом/км.

- сопротивление линии Zлин2. 1,830 о

Участок №3. (ф7-97И)

-длина 3 участка линии 17,42км.

-тип провода АС50.

-удельное сопротивление провода Zуд. 0,715ом/км.

- сопротивление линии Zлин3. 12,191 ом.

4. Сопротивление проектируемой Л ЭП-10кВ фидера №8 ПС№97И.

Участок №4

-длина 4 участка линии 1,751км.

-тип провода СИП-3 /10-70.

-удельное сопротивление провода Zуд. 0,501ом/км.

- сопротивление линии Zлин4. 0,877 ом.

5. Сопротивление ЛЭП-10кВ фидера №8 от шин ПС№97И до расчётных точек к.з.

-нормальный режим:

Точка К2 - конец ЛЭП-10кВ фидера №8 с учётом проектной отпайки:

Zрез.лин.к2= Zлин1. +Zлин2. + Zлин4.=6,623+1,830+0,877=9,33ом.

Точка К3 – шины 0,4кВ проектируемого ТП-10/0,4кВ:

Zрез.лин.к3= Zлин1. +Zлин2. + Zлин4.+Хтр=6,623+1,830+0,877+24,26=33,59ом.

-аварийный (ремонтный) режим :

Точка К4 - конец ЛЭП-10кВ фидера №8 с учётом секционирования фидера №7 ПС№97И:

Zрез.лин.к4= Zлин1. +Zлин2. + Zлин4.=6,623+1,830+12,191=20,644ом.

6. Силовые трансформаторы проектируемых ТП-10/0,4кВ:

-тип		ТМ-250/10.
-группа соединений		1 (Δ/ Y-о)
-номинальная мощность	Sном.тр.	250кВА.
-номинальное напряжение стороны ВН	Uном.вн.	10500кВ.
-номинальная напряжение стороны НН	Uном.нн.	0,4кВ.
-номинальная ток стороны ВН	I ном.вн	13,8А.
-номинальная ток стороны НН	I ном.нн	361А.
- номинальное напряжение КЗ	Uкз.	5,5%.
- индуктивное сопротивление	Xтр.	24,26ом.

7. Максимальный ток нагрузки проектируемых ТП-10/0,4кВ определен согласно Технических Условий (с учётом cosφ=0,8):

$P_{ТУ}$ = 730 кВТ. Iраб.макс. = 50,2А

8. Максимальный номинальный ток нагрузки ЛЭП -10кВ №8 (с учётом подключения проектируемой нагрузки в нормальном режиме):

∑ Iраб.макс. = 70,2А

9. Максимальный номинальный ток нагрузки ЛЭП -10кВ №8 (с учётом подключения проектируемой нагрузки в аварийном режиме):

∑ Iраб.макс. = 95,2А

10. Суммарный номинальный ток силовых тр-ров, подключенных ЛЭП -10кВ №8 (с учётом проектируемых ТП-10/0,4кВ, в аварийном режиме):

∑S = 4015 кВА. ∑Iном. = 220А.

11. Существующие уставки УРЗА фидера 10кВ №8 №97И:

Nтт=100/5

МТО $I_{сз} = 800A$, t=0сек.

МТЗ $I_{сз} = 100A$, t=0,5сек.

Расчёт токов короткого замыкания.

Точка К-2– шины 10кВ проектируемой ТП-10/0,4кВ:

Сопротивление КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы:

Xкз2.макс.= Xсис.макс.+ Zрез.лин.к2 = 4,137+9,33= 13,467ом.

Сопротивление КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы:

Xкз2.мин.= Xсис..мин.+ Zрез.лин.к2= 4,879+9,33= 14,209ом.

Ток 3-х фазного КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы:

I(3)кз2.макс.= Uном./(1,73× Xкз2.макс.)= 10500/(1,73×13,467)=450А.

Ток 3-х фазного КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I(3)кз2.мин.= Uном./(1,73\times Xкз2.мин.) = 10500/(1,73\times 14,209)=427А.$$

Ток 2-х фазного КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I(2)кз2.\ мин =0,87\times Iкз2.\ мин = 0,87\times 427 = 371А.$$

Точка К-3 –шины 0,4кВ проектируемого ТП-10/0,4кВ:

Сопротивление КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы:

$$Xкз3.макс. = Xкз.макс.+ Zрез.лин.к3= 4,137+33,59= 37,727ом.$$

Сопротивление КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$Xкз3.мин. = Xкз2.мин.+ Zрез.лин.к3= 4,879+33,59= 38,469ом.$$

Ток 3-х фазного КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы:

$$I(3)кз3.макс.= Uном./(1,73\times Xкз3.макс.)= 10500/(1,73\times 37,727)=160,1А\ \ (4223А)^*.$$

Ток 3-х фазного КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I(3)кз2.мин.= Uном./(1,73\times Xкз2.мин.) = 10500/(1,73\times 38,469)=157,8А\ (4143А)\ ^*.$$

Ток 2-х фазного КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I(2)кз3\ макс.=0,87\times I(3)кз3.\ макс.= 0,87\times 157,8= 137,3А\ (3604А)^*.$$

Точка К4 - конец ЛЭП-10кВ фидера №8 с учётом секционирования фидера №7 ПС№97И:

Сопротивление КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы:

$$Xкз4.макс =Xкз.макс.+ Z(к\text{-}4) = 4,137+20,644= 24,781\ ом.$$

Сопротивление КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$Xкз4.мин.= Xкз.мин.+ Z(к\text{-}4)= 4,879+20,644=25,523\ ом.$$

Ток 3-х фазного КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы:

$$I(3)кз4.макс.= Uном./(1,73\times Xкз4.макс.)= 10500/(1,73\times 24,781)=245А.$$

Ток 3-х фазного КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I(3)кз4.мин.= Uном./(1,73\times Xкз4.мин.) = 10500/(1,73\times 25,523)=237,8А.$$

Ток 2-х фазного КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I(2)кз4.\ мин =0,87\times Iкз4.\ мин = 0,87\times 237,8 = 206,9А.$$

Таблица токов короткого замыкания.

№ п/п	Точка К.З. в схеме замещения	Режим работы системы	Ток 3-х фазного к.з.		Ток 2-х фазного к.з.	
			приведён к U=10,5кВ	приведён к U=0,4кВ	приведён к U=10,5кВ	приведён к U=0,4кВ
К1.	шины 10кВ ПС№ 97И	Макс.	1467			
		Мин.	1244		1082	

К2.	шины 10кВ наиболее удалён-ного проектируемого ТП-10/0,4.	Макс.	450			
		Мин.	427		371	
К3.	шины 0,4кВ наиболее удалён-ного проектируемого ТП-10/0,4.	Макс.	160,1	4223		
		Мин.	157,8	4143	137,3	3604
К4.	конец ЛЭП-10кВ фидера №8 с учётом секционирования фидера №7 ПС№97И	Макс.	245			
		Мин.	237,8		206,9	

Расчёт уставок устройств РЗ.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока ячейки фидера 10кВ №8 ПС №97И принимается в соответствии:

- с максимальной мощностью нагрузки проектируемой ВЛ-10кВ, разрешённой Техническими Условиями.

$$\sum I_{раб.макс.} = 95{,}2А$$

- с предельно допустимым коэффициентом термической стойкости при протекании через ТТ максимально - возможного тока к.з.

$$I(3)_{кз\ макс}=1467А.$$

- с предельно допустимым коэффициентом 10% погрешности.

Принятый по условиям релейной защиты коэффициент трансформации трансформаторов тока **100/5.**

<u>Максимальная токовая отсечка (МТО).</u>

Уставка МТО выбирается по условиям:

- обеспечения обеспечения чувствительности при двухфазном к.з. на шинах 10 кВ ПС №97И в минимальном режиме:

$$I_{сз} \le \frac{I_{к.з.мин.}}{K_{ч.}} = \frac{1082}{1{,}3} \le 832\ А., \text{ где}$$

$I_{к.з.мин.}$ = 1082А – минимальный фазный ток при двухфазном к.з. на шинах 10 кВ ПС №97И в минимальном режиме.

$K_{ч.}$=1,3– коэффициент чувствительности.

- отстройки от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов, подключенных к линии в аварийном режиме:

$$I_{сз} \ge k_{отс.} \times I_{ном.тр.} = 4 \times 220 \ge 880 A., \text{ где}$$

$I_{ном.тр.} = 220A.$, - номинальный ток силовых трансформаторов, подключенных к линии в аварийном режиме:

$К_{отс.}$= 4,0 - коэффициент отстройки.

Уставка МТО по времени срабатывания:

- выбирается минимальной (0сек.)

Расчётная уставка:

$I_{сз} = 900$ А, t = 0сек.

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Уставка МТЗ по току выбирается по условиям:

- отстройки от тока максимальной нагрузки .

$$I_{с.з.} \geq \frac{K_{н.} \times K_{сзп.}}{K_{возв.}} \times I_{раб.макс.} = \frac{1,2 \times 1,3}{0,85} \times 95,2 \geq 171A, \text{ где}$$

$K_{н.}$=1,2 – коэффициент надёжности.

$K_{с.з.п.}$=1,3 – коэффициент самозапуска.

$K_{возв.}$=0,85 – коэффициент возврата электромеханических реле тока.

$I_{раб.макс.}$ = 95,2А-максимальный номинальный ток нагрузки ЛЭП -10кВ №18(с учётом проектируемых нагрузки):

- обеспечения чувствительности при двухфазном к.з. на шинах 10 кВ ТП-10/0,4кВ в нормальном минимальном режиме.

$$I^1_{сз} \leq \frac{I_{к.з.мин}}{K_ч} = \frac{371}{1,5} \leq 247A.$$

$I_{к.з.мин.}$= 371А – минимальный фазный ток при двухфазном к.з. на шинах 10 кВ наиболее удалённого ТП-10/0,4кВ в нормальном минимальном режиме.

$K_{ч.}$=1,5 – коэффициент чувствительности для основной зоны МТЗ.

- обеспечения чувствительности при двухфазном к.з. в конце ЛЭП-10кВ фидера №8 с учётом секционирования фидера №7 ПС№97И:

на шинах 10 кВ ТП-10/0,4кВ в нормальном минимальном режиме.

$$I^1_{сз} \leq \frac{I_{к.з.мин}}{K_ч} = \frac{206,9}{1,2} \leq 172A.$$

$I_{к.з.мин.}$= 206,9А – минимальный фазный ток при двухфазном к.з. в конце ЛЭП-10кВ фидера №8 с учётом секционирования фидера №7 ПС№97И (аварийный режим):

$K_{ч.}$=1,2 – коэффициент чувствительности для зоны резервирования МТЗ.

Уставка МТЗ по времени срабатывания выбирается по условиям:

-отстройки от времени срабатывания МТЗ ввода 10кВ силового тр-ра ПС №97И (t=1,0сек).

Расчётная уставка:

$I_{сз} = 170A$, t=0,5сек.

Расчётные уставки устройств РЗА фидера 10кВ №8 ПС 35/10кВ №97И.

№ п/п	Присоединение	Максимальная токовая отсечка		Максимальная токовая защита	
		Iс.з., А	tс.з., сек.	Iс.з., А	tс.з., сек.
1.	**Ячейка фидера №8.**	900	0	170	0,5

5. Охрана труда и техника безопасности.

Рабочий проект «Разработка проектно-сметной документации на строительство линии электропередач новостроек с. Нура Талгарского района Алматинской области» выполнен в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок» раздел 14, ПЭУ и СНиП РК 1.03-05-2001, «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

Мероприятия по технике безопасности предусмотрены в объеме действующих ПТЭ И ПТБ. Заземление выполняется в соответствии с ПУЭ РК.

Эксплуатационная безопасность обслуживающего персонала обеспечивается за счет специальных решений (видимый разрыв контактов аппаратов и т.д.).

Для безопасности при коммутационных операциях предусмотрены заводские блокировки разъединителей от несанкционированных операций.

6.Энергосбережение.

При выполнении настоящего рабочего проекта соблюдены требования Закона Республики Казахстан «Об энергоснабжении», а именно:

1. Исключены непроизводительные расходы топливно-энергетических ресурсов (в данном случае - электроэнергии), то есть при потери электроэнергии, вызванные отступлением от требований, стандартов, ТУ или паспортных данных по оборудованию.

2. В проекте применено современное электротехническое оборудование и материалы выпускаемые заводами в соответствии с действующими ГОСТ и ТУ.

3. Обеспечена приоритетность безопасности и здоровья человека и охраны окружающей среды при транспортировке электроэнергии.

4. Организован учет и контроль над расходованием потребляемой электроэнергии, его точность и достоверность. В проекте применены современные

электронные счетчики электроэнергии.

5. Достигнуто сокращение потерь электроэнергии при ее транспортировке. В проекте применены кабели сечением выше, чем выбранные по экономической плотности тока и длительно допустимому току, что дает наименьшие потери при ее транспортировке.