МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОФИКАЦИИ СССР

ГЛАВНИИПРОЕКТ

ВСЕСОЮЗНЫЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЙ
И НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
«СЕЛЬЭНЕРГОПРОЕКТ»

УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ И ЭЛ.СЕТЕЙ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Москва 1979, сентябрь

gost.e-ecolog.ru

Министерство энергетики и электрофикации СССР
ГЛАВНИИПРОЕКТ
Всесоюзный государственный проектно-изыскательский
И научно-исследовательский институт
«СЕЛЬЭНЕРГОПРОЕКТ»

ДИРЕКТИВНОЕ УКАЗАНИЕ

04.07.78 № 23/III

Москва

О введении в действие "Указаний по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения"

Минэнерго СССР и Минсельхозом СССР утверждены "Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения", разработанные Украинским отделением.

Всем подразделениям института следует руководствоваться вышеназванными Указаниями на всех стадиях проектирования.

Для обобщения опыта применения Указаний замечания и предложения по ним следует направлять в адрес технического отдела института.

Приложение. Указания

Заместитель директора Института В.И.ФРАНГУЛЯН

Оглавление

1. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ 4

2. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 8
2.1. Общие положения 8
2.2. УЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ СХЕМЫ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ 35 - 110 кВ ОБЛАСТИ 10
2.3. УЧЁТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ СХЕМ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 10 кВ РЭС 12
2.4. УЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТЕХНО-РАБОЧИХ ПРОЕКТОВ ЛИНИЙ 10 кВ 17
2.5. УЧЕТ КОНДЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТЕХНО-РАБОЧИХ ПРОЕКТОВ ЛИНИЙ 0,38 кВ 21

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 22

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 38

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 51

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 53

Приложение 5. Справочные таблицы и рисунки. 56

1. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Основу настоящих "Указаний" (РТМ) составляют следующие действующие директивные документы: ГОСТ 13109-67 "Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения", "Инструкция по применению изменений № 1 к п. 2.3. ГОСТ 13109-67", "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ 1966) ; "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭ-1971); "Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБ-1971), "Временные указания по регулированию напряжения в электрических сетях" (1965г.), "Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях" (1974) "Методика определения оптимальной величины реактивной мощности, передаваемой в сеть потребителя" (РТМ-3470 1-76); "Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения и дизельных электростанций" (НТПС-73), "Временные указания по проектированию электроснабжения комплексов по производству продуктов животноводства на промышленной основе" (Москва, 1976 г.).

1.2. В качестве источников реактивной мощности у потребителей и в электрических сетях сельскохозяйственного назначения (ЭССН) рекомендуются батареи конденсаторов поперечного включения (БК). Применение других источников реактивной мощности следует предусматривать, если приведенные затраты на их установку и эксплуатацию меньше затрат на БК.

1.3. При проектировании сельскохозяйственных объектов мощность БК должна выбираться по условию обеспечения коэффициента мощности у потребителей не менее 0,95 в часы максимума реактивной нагрузки, или соотношение потребляемой из сети реактивной и активной мощностей не должно превышать 0,33 квар/кВт.

1.4. Реактивная мощность, генерируемая БК, включая установленные с целью регулирования напряжения, в любой момент времени не должна превышать реактивную нагрузку трансформаторных подстанций 35-110 кВ и 10 кВ, к которым присоединяются БК. Ввод в эксплуатацию БК производится после достижения реактивной нагрузки не менее ступени мощности БК.

1.5. БК рекомендуются, как правило, комплектные и отключаемые. Регулирование мощности БК производится по условию минимума потерь электроэнергии при ограничении максимального уровня напряжения. В качестве параметра регулирования принимается реактивный ток нагрузки. При комплектовании БК 0,38 из нескольких комплектных конденсаторных установок рекомендуется соотношение мощностей отдельных установок принимать близким к 1:2 иди 1:2:4.

1.6. Параметры электрических сетей должны быть проверены на соответствие нормированным отклонениям напряжения у электроприемников

Отклонение напряжения от номинального (V)

$$V = \frac{U - U_H}{U_H} = 100\% \qquad /1.1/$$

где U — фактическое напряжение в точке сети, кВ;

U_H — номинальное напряжение в точке сети, кВ;

$$V_{max} \geq V_{st} \geq V_{min}, \qquad /1.2/$$

где V_{st} — отклонения напряжения у алектроприемника в произвольно выбранный момент времени t, %;

V_{max}, V_{min} — допустимые отклонения напряжения у электроприемников, соответственно, положительное и отрицательное принимается по п.1.7.

1.7. При проектировании электрических сетей сельскохозяйственного назначения отклонения напряжения от номинального обеспечиваются:

а/ на зажимах электроприемников животноводческих комплексов, птицефабрик и крупных ферм в пределах от минус 5% до плюс 5%.;

б/ у остальных электроприемников в прадедах от минус 7,5% до плюс 7,5%.

При необходимости обеспечения более высокого качества напряжения у электроприемников выбор требуемых средств производился при разработке проектов внутреннего электроснабжения потребителей.

1.8. Основные средством обеспечения нормированных отклонений напряжения является установка трансформатора 35-110/10[x] кВ с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой /АРПН/. На всех подстанциях 35-110 кВ при проектировании должны предусматриваться трансформаторы с АРПН либо устройства, их заменяющие. Отказ от применения трансформаторов с АРПН требует специального обоснования.

1.9. В качестве, дополнительных средств обеспечения нормированных уровней напряжения рекомендуется:

а/ установка конденсаторов поперечного включения;

б/ увеличение сечений проводов на отдельных участках линий электропередачи;

в/ установка линейных регулировочных автотрансформаторов в линии 10кВ[xx].

Применение дополнительных способов обеспечения нормированных уровней напряжения у электроприемников допускается только в случае, если при применении АРПН в центре питания (ЦП) расчетные потери напряжения в существующих или проектируемых линиях, в которых сечения проводов выбраны по экономическим интервалам, превышают допустимые. При отсутствии данных допустимые потери напряжения в линиях 0,38 кВ

---

[x] Для упрощения изложения электрические сети 6, 10, 20 кВ в дальнейшем условно называются сетями 10 кВ. Пси отсутствии оговорок рекомендации и обозначения, касающиеся сетей 10 кВ, относятся и к сетям 6, 20 кВ

[xx] При выполнении техно-рабочих проектов использование линейных регулировочных автотрансформаторов следует предусматривать после подтверждения их выпуска промышленностью.

принимаются 8% для коммунально-бытовых и 6,5% для производственных потребителей.

1.10. Линейные регулировочные автотрансформаторы следует устанавливать в начале распределительной линии 10 кВ сельскохозяйственного назначения при присоединении к ЦП, уровень напряжения которого определяется нагрузками, график которых отличается от графиков сельскохозяйственных нагрузок, например, присоединение к тяговым и промышленным подстанциям. Установку линейных регулировочных автотрансформаторов следует рассматривать в качестве возможного варианта увеличения пропускной способности существующих линий, если регулирования напряжения на ЦП недостаточно.

1.11. Максимальный уровень напряжения рекомендуется принимать выше номинального напряжения сети на более чем:

а/ на 10% - на шинах 10 кВ ЦП; .

б/ на 7,5%- на шинах 0,38 кВ потребительской подстанции 10 кВ.

1.12. В послеаварийных режимах, а также при планово-предупредительных ремонтах длительностью не более суток, допускается дополнительное понижение напряжения на 5% относительно п. 1.7.

1.13. Проверку уровней напряжения у электроприемников в послеаварийном режиме, при отсутствии других обоснованных данных, рекомендуется производить при расчетной нагрузке во всех элементах сети, равной относительно максимальной по условиям нормального режима:

а/ 100% – для потребителей I категории;

б/ 70% – для остальных потребителей.

1.14. При отсутствии дополнительных устройств, создающих добавку напряжения в послеаварийном режиме, при сетевом резервировании достаточно проверить только минимальный уровень напряжения.

$$V_{jd} \geq V_{d\,\mathrm{in}}, \qquad /1.3/$$

где $V_{d\,\mathrm{in}}$ – допустимый уровень напряжения алектроприемника, определяемый в соответствии с пп. 1.7 и 1.12.

1.15. В магистральной части взаиморезервируемых линий не рекомендуется использовать стальные провода. Сечение провода перемычки между резервируемыми линиями рекомендуется принимать таким же, как наименьшее сечение провода на участках магистрали.

1.16. Пои невыполнении условия (1.3) рекомендуются следующие способы обеспечения уровней напряжения при сетевом резервировании по линиям 10 кВ:

а/ уменьшение допустимых по условиям нормального режима потерь напряжения в линиях 0,38 кВ, если они превышают указанные в п.1.9;

б/ отказ от резервирования некоторых потребителей, у которых нормированный уровень надежности обеспечивается без сетевого резервирования, или резервирование рассматриваемой линии от двух резервирующих линий;

в/ увеличение сечений проводов магистральных участков линий;

г/ установка дополнительных устройств (линейных регулировочных автотрансформаторов и БК поперечного и продольного включения).

При выборе средств обеспечения уровней напряжения при сетевом резервировании следует учитывать ограничения, накладываемые релейной защитой.

Регулировочные ответвления потребительских трансформаторов и закон регулирования напряжения на ЦП, установленные по условиям работы сети в нормальном режиме, не следует изменять с целью корректировки напряжения при сетевом резервировании.

1.17. Если условие (1.3) не выполняется для электроприемников резервирующей [x] линии 10 кВ, то использование п.1.16 г исключается. Если условие (1.3) не выполняется только для электроприемников резервируемой линии, то проверяется техническая возможность установки дополнительного устройства по условиям:

$$V_{g\,1\,\text{àð}} \geq V_g \geq V_{g\,1\,\text{òí}}\,, \qquad /1.4/$$

$$V_{g\,1\,\text{in}} = V_{a\,1\,\text{òí}} - V_{\text{ýà}\,1\,\text{in}}\%\,, \qquad /1.5/$$

где $V_{g\,1\,\text{in}}$ – требуемая добавка напряжения, %;

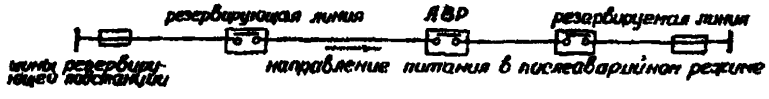
$V_{\text{ýà}\,1\,\text{in}}$ – *наименьший из возможных уровней напряжения у* электроприемников резервируемой линии, %;

$V_{g\,1\,\text{àð}}$ – максимально допустимая добавка напряжения дополнительного устройства устанавливается по максимально допустимому уровне напряжения у электроприемника, ближайшего к месту установки дополнительного устройства, %.

Если условия (1.4) не выполняется, то только дополнительного устройства недостаточно для обеспечения нормированных отклонений напряжения в послеаварийном режиме.

---

[x] Понятия резервирующая и резервируемая линия иллюстрируются на рисунке:



2. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Общие положения

2.1.1. Расчетная нагрузка (S_k) и коэффициент мощности узлов с учетом БК ($\cos\varphi_k$).

$$S_k\sqrt{p^2+\left(Q-\sum_{i=1}^{k}\beta Q_{ki}\right)^2} \qquad /2\ 1.1/$$

$$\cos\varphi_k=\frac{p}{S_k}, \qquad /2.1.2/$$

где P, Q – расчетная нагрузка, соответственно, активная (кВт) и реактивная (квар) без установка БК;

Q_k – установленная мощность БК, питаемых через рассматриваемый элемент сети, квар;

β – коэффициент участия БК в режиме расчетной нагрузки.

При расчете нагрузки в точке установки БК для дневного максимума принимается $\beta=1$, для вечернего максимума β принимается из условия недопустимости перекомпенсации на шинах высшего напряжения подстанции 35-110 либо 10 кВ. Расчет по (2.1.1) можно производить по номограмме рис. п. 5.2, п. 5.3.

При отсутствии точных данных можно принять коэффициент участия БК 0,38 кВ в режиме дневного максимума (β_g) подстанции 35-110 кВ - 0,62, подстанции 10 кВ -0,9, в режиме вечернего максимума (β_a).

$$\beta_a=\beta_g\frac{Q_a}{Q_g} \qquad /2.1.3/$$

где Q_a, Q_g – расчетная реактивная нагрузка без учета БК, соответственно, в вечерний и дневной максимумы нагрузок, квар.

2.1.2. Потери напряжения на участке линии (ΔU)

$$\Delta U=\alpha(PR+QX),\% \qquad /2.1.4/$$

где P, Q – соответственно, активная кВт и реактивная квар, нагрузки, передаваемые по участку линии;

R – активное сопротивление участка, Ом;

X – реактивное сопротивление участка, Ом;

α – коэффициент, зависящий от номинального напряжения и числа фаз линии электропередачи, $\frac{\%}{\text{ÊÂÀ}}$

Напряжение линии электро-передачи	110 кВ	35 кВ	20 кВ	10 кВ	6,0 кВ	0,38 кВ		
						3 Ф	2 Ф	1 Ф
α	$8{,}264\cdot10^{-6}$	$8{,}163\cdot10^{-5}$	$2{,}5\cdot10^{-4}$	$1\cdot10^{-3}$	$2{,}78\cdot10^{-3}$	0,693	1,79	4,13

2.1.3. Потери напряжения в силовых трансформаторах:

$$\Delta U_1 = \frac{PU_a + QU_p}{S_H}; \qquad /2.1.5/$$

где U_a – активная составляющая напряжения короткого замыкания трансформаторов, % (см. табл. п. 5,1 + п. 5.4);

U_p – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора, % (см. табл. п. 5.1 + п. 5.4);

S_H – номинальная мощность трансформатора, кВА;

P, Q – соответственно, активная, кВт и реактивная, квар, нагрузки трансформатора.

2.1.4. Уменьшение потерь (добавка) напряжения в электрической сети от ЦП до места установки конденсаторов поперечного включения (E_g).

$$E_g = \frac{Q_k X}{U_H^2} \cdot 10^{-1}, \% \qquad /2.1.6/$$

где Q_k – мощность батареи конденсаторов, квар;

X – реактивное сопротивление элементов сети от ЦП до места установки БК, Ом.

2.1.5. Добавка напряжения при продольно-емкостной компенсации (E_g).

$$E_g = 100\left(1 - \sqrt{1 - 2\delta_{sin}\varphi + \delta^2}\right) \qquad /2.1.7/$$

$$\delta = \frac{\sqrt{3} I X_c}{U}$$

где φ – угол между векторами тока и напряжения на участке, где предусматривается установка батареи конденсаторов;

I – ток через батарею конденсаторов, А;

X – емкостное сопротивление батареи конденсаторов, Ом;

U – напряжение в точке присоединения конденсаторов, кВ.

Добавка напряжения в сети 10 кВ при использовании конденсаторов КСП-0,66-40 определяется по рис. п. 5.1.

2.2. УЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ СХЕМЫ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ 35 – 110 кВ ОБЛАСТИ

2.2.1. Целью расчетов, предусмотренных настоящим разделом, является:

а/ оценка потребности в БК по области за расчетный период по каждому из напряжений 10 и 0,38 кВ, в том числе устанавливаемых у потребителей;

б/ обеспечение автоматического регулирования напряжения на шинах 10 Кв всех ЦП, включая действующие подстанции 35 кВ;

в/ определение количества и мощности БК, устанавливаемых на шинах 10 кВ подстанций 35 и 110 кВ, с учетом послеаварийного режима работы сетей 35-110 кВ.

Рекомендуется следующий порядок расчета:

а/ определяются электрические нагрузки и коэффициенты мощности на шинах 10 кВ подстанций 35-110 кВ без учета проектируемых БК;

б/ определяются марки и сечения проводов вновь строящихся линий 35-110 кВ по экономической плотности тока в соответствии с "Правилами устройства электроустановок" (ПУЭ);

в/ оценивается мощность БК, устанавливаемых у потребителей, в сетях 0,38 и 10 кВ, определяются загрузки линий 35-110 кВ с учетом установки БК;

г/ рассчитывается потокораспределение в сетях 35-110 кВ и проверятся, не превышают ли расчетные потери напряжения в линиях 35-110 кВ допустимые (см. п.2.2.4) а, при необходимости, выбираются средства их обеспечения;

д/ устанавливается целесообразность резервирования по линиям 35-110 кВ в соответствиями с требованиями к надежности электроснабжения при проектировании электрических сетей сельскохозяйственного назначения;

е/ при резервировании по линиям 35-110 кВ проверяются допустимые потери напряжения в них по условиям послеаварийного режима (см. п.2.2.6) и, при необходимости, выбираются средства их обеспечения.

2.2.2. Исходными данными для расчета являются:

а/ расчетные схемы питающих линий 35-110 кВ с нанесенными величинами нагрузок и коэффициентами мощности на шинах 10 кВ подстанций 35-110 кВ, оправленными по соответствующим Методическим указаниям;

б/ уровни напряжения в точке присоединения ЭССН 35-110 кВ при максимальной нагрузке, которые берутся в соответствии со "Схемами развития электрических сетей 35 кВ и выше энергосистем", разрабатываемыми Энергосетьпроектом.

2.2.3. Потребность в БК по области за расчетный период определяется по формулам:

$$Q_k = \gamma S_\Sigma \text{ квар}, \qquad /2.2.1/$$

где S_Σ – сумма максимальных нагрузок на шинах 10 кВ ЦП в целом по области без учета установки БК, кВА;

$$\gamma = \varphi\left(\frac{\acute{Y}_1}{\acute{Y}_0}\cdot\eta\right) \qquad /2.2.2/$$

$\acute{Y}_0$ – общее потребление электроэнергии сельскохозяйственными потребителями, кВтч;

$\acute{Y}_t$ – потребление электроэнергии сельскохозяйственным производством, кВт·ч;

η – доля расхода электроэнергии на тепловые процессы сельскохозяйственного производства, %.

Зависимость (2.2.2) приведена на рис. п.5.5.

2.2.4. При разработке схем перспективного развития ЭССН 35÷110 кВ предполагается, что условие (1.2) выполняется, если потери напряжения в питающей линии одного напряжения 35 и 110 кВ (ΔU_n) при использовании трансформаторов с АРПН на питаемых ими подстанциях удовлетворяют условию

$$\Delta U_n \le H + E_{n\ max}, \qquad /2.2.3/$$

где H – принимается при трансформаторах 35/10 кВ мощностью до 10000 кВА - 10%, при трансформаторах 110/10 кВ мощностью до 25000 кВА и 110/35/10 кВ мощностью до 40000 кВА включительно - 12% и при трансформаторах 110/10 кВ мощностью более 25000 кВА -7%;

$E_{n\ max}$ – уровень напряжения на шинах низшего (или среднего напряжения) трансформаторной подстанции, от которой отходит рассматриваемая питающая линия, %.

2.2.5. Если условие (2.2.3) не выполняется, то рассматриваются варианты его обеспечения: переход на повышенное напряжение линии электропередачи и изменение конфигурации сетей 35-110 кВ. Выбор варианта определяется минимумом приведенных затрат.

2.2.6. При резервировании линий 35-110 кВ предполагается, что условие (1.3) будет выполнено, если потери напряжения при нагрузке в соответствии с п.1.13 в послеаварийном режиме удовлетворяют условию

$$\Delta U_{n\delta} \le H + E_{n\ max} + 5\% \qquad /2.2.4/$$

2.2.7. Если условие (2.2.4) не выполняется, то рассматриваются следующие варианты его обеспечения:

а/ установка БК на шинах 10 кВ ЦП;

б/ изменение схемы сетевого резервирования.

Выбор варианта определяется минимумом приведенных затрат.

2.2.8. Подробная инструкция по учету компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения при разработке схем развития сетей 35-110 кВ изложена в методических указаниях по выполнению схем развития электрических сетей 35-110 кВ в сельской местности по краям, областям и союзным республикам.

2.3. УЧЁТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ СХЕМ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 10 кВ РЭС

2.3.1. При разработке схем развития ЭССН напряжением 10 кВ района электрических сетей (РЭС) рекомендуется следующий порядок расчета;

а/ определяются мощности БК 0,38 кВ и соответственно корректируются электрические нагрузки линий 10 кВ и трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ; оценочно распределяется рассчитанная мощность БК между потребителями и сетями 0,38 кВ;

б/ определяются марки и сечения проводов линий 10 кВ;

в/ определяются мощности и места установки БК 10 кВ и уточняются параметры сети с учетом БК:

г/ проверяется, не превышают ли расчетные потери напряжения в линиях 10 кВ допустимые и, при необходимости, выбираются средства их обеспечения, определяется закон регулирования напряжения на шинах 10 кВ БК;

д/ исходя из принятых (в соответствии со схемами перспективного развития ЭССН напряжения 35-110 кВ) схем районных подстанций и питающих линий, проверяются уровни надежности электроснабжений и, при необходимости, выбираются средства обеспечения нормируемых уровней надежности;

е/ при целесообразности резервирования по линиям 10 кВ проверяются допустимые потери напряжения но условиям послеаварийного режима и, при необходимости, выбираются средства обеспечения этих условий.

2.3.2. Исходными данными для расчета являются:

а/ расчетные схемы линий 10 кВ для условий нормального и послеаварийного режимов с занесенными значениями нагрузок;

б/ принимаемые в соответствии со "Схемами развития сетей 35-110 кВ области" схемы линий 35-110 кВ и подстанций 35-110 кВ, от которых отходят рассматриваемые линии 10 кВ, и уровни напряжения в точках присоединения ЭССН к энергосистемам в режиме максимальной нагрузки.

2.3.3. Если коэффициент мощности на шинах 0,38 кВ подстанций 10/0,38 кВ в максимум реактивной нагрузки меньше 0,95, то следует предусмотреть установку БК 0,38 кВ. Суммарная мощность БК 0,38 кВ (Q_{II}) для рассматриваемой подстанции 10 кВ

$$Q_{II} = Q_g - 0.33P_g \quad \text{квар}, \qquad /2.3.1/$$

где P_g, Q_g – максимальная нагрузка (дневная) соответственно, активная, кВт, и реактивная, квар, без учета БК, кВА;

БК устанавливаются, если $Q_H \geq 25$ квар.

Для расчетов по (2.3.1) можно использовать номограммы (рис. п.5.2, п.5.3).

Мощность БК, устанавливаемых у потребителей, принимается равной 80% суммарной мощности БК 0,38 кВ.

2.3.4. Суммарная мощность БК в сетях 10 кВ каждой из рассматриваемых подстанций 35-110 кВ оправляется решением системы уравнений

$$R_{ш}Q_{бш} + \sum_{\substack{i=1 \\ j=1}}^{\delta} R_{шij}Q_{бij} = 0.65M_{ш} - \ddot{O}_{ш} \qquad /2.3.2/$$

для $ш=12, м$

где m – число подстанций 35-110 кВ, на которых предполагается установка БК - 10 кВ;

Q_{ki}, Q_{kj} – искомые суммарные мощности БК, квар;

R_{ni} – приведенное к напряжению 35 кВ активное сопротивление питающей сети от опорной подстанции энергосистемы (ИП) до шин 10 кВ рассматриваемой подстанции 35-110 кВ, Ом;

R_{nij} – приведенное активное сопротивление участков линии, общих для БК с индексами "*i*" и "*j*", Ом;

$$R_{ni} = (R_{35} + 1{,}18R_{б\,35}) + 0{,}078(R_{110} + 1.18R_{б\,110}), \quad /2.3.3/$$

M_{ni} – приведенный момент реактивной нагрузки от ИП до шин 10 кВ рассматриваемой подстанции 35-110 кВ, квар·Ом;

$$M_{ni} = \sum R_{35}Q_{35} + 1{,}18R_{б\,35}Q_{б\,35} + 0{,}078 \cdot \cdot \left(\sum R_{110}Q_{110} + 1{,}18R_{б\,110}Q_{б\,110}\right), \quad /2.3.4/$$

$R_{35}, Q_{35}, R_{110}, Q_{110}, R_{б\,35}, Q_{б\,35}, R_{б\,110}, Q_{б\,110}$	– сопротивления, Ом и реактивные нагрузки, квар, соответственно, участков линии и подстанций 35 и 110 кВ;
$Ö_1$	– постоянная, учитывающая стоимость БК и потери электроэнергии в сетях энергосистемы, для подстанций 110/10 кВ *Ц*=7580; для подстанций 35/10 кВ Ц к 7320, квар·Ом.

Число подстанций 35-110 кВ в (2.3.2) целесообразно сократить, исключив подстанции, для которых

$$\frac{0{,}65\hat{I}_{ni} - Ö_1}{R_{ni}} < 180 \text{ квар}. \quad /2.3.5/$$

При расчетах по (2.3.2) реактивная нагрузка определяется с учетом установки БК в сетях 0,38 кВ. Если Q_{ki}<180 квар, то принимается Q_{ki}=0, составляется и решается система уравнений с меньшим числом уравнений и неизвестных.

2.3.5. Для подстанций 35-110 кВ, на которых оказалась выгодной установка БК 10 кВ, проверяется целесообразность их размещения в линиях 10 кВ.

В линиях 10 кВ БК предполагаются отключаемыми односекционными. Суммарная мощность БК, установленных в линиях 10 кВ не должна превышать величину, определенную по (2.3.2).

Мощность БК, установленной в линии 10 кВ, должна отвечать условиям

$$0{,}7Q_g \geq Q_k \geq 180 \text{ квар}, \quad /2.3.6/$$

где Q_g – максимальная реактивная нагрузка головного участка рассматриваемой линии, квар.

В соответствии с номенклатурой подбираются БК, удовлетворяющие условиям (2.3.6). Для каждой БК определяется оптимальная точка установки по условию

$$Q_{g(\ell-1)} \geq 0{,}78Q_k \geq Q_{g(\ell+1)}, \quad /2.3.7/$$

где $Q_{g(\ell-1)}, Q_{g(\ell+1)}$ – максимальная реактивная нагрузка на участках,

примыкающих к точке "ℓ" установки БК, квар.

Устанавливается ожидаемая экономия от снижения потерь электроэнергии по формуле

$$Ý = 2{,}16 \cdot 10^{-3} Î_{\partial} Q_{\partial}, \text{ руб} \qquad /2.3.8/$$

либо по рисунку п.5.4, отображающему зависимость (2.3.8).

$$Î_{\partial} = Î_{10} - 0{,}78 Q_{\partial} R_{10}, \text{ квар. Ом} \qquad /2.3.9/$$

R_{10}, M_{10} – сопротивление, Ом и момент реактивной нагрузки, квар. Ом от шин 10 кВ подстанции 35-110 кВ до точки установки БК.

Для рассматриваемой линии выбирается БК с наибольшей Э .

2.3.6. БК устанавливаются в линиях, если выполняется условие:

$$\sum_{i=1}^{n} Ý_i > \sum_{i=1}^{n} Ç_{\partial} - Ç_0, \qquad /2.3.10/$$

где $\sum_{i=1}^{n} Ý_i$ – сумма экономии от снижения потерь электроэнергии в линиях 10 кВ при установке в них БК, руб.;

$Ç_{\partial}$ – приведенные затраты на аппаратуру управления БК в линии, принимаемые 431 руб. на 1 установку;

$Ç_0$ – приведенные затраты на аппаратуру управления БК на шинах подстанции, равные для односекционной БК - 299 руб., двухсекционной - 522 руб., трехсекционной - 745 руб.;

n – число линий, в которых предполагается установка БК 10 кВ.

2.3.7. При разработке схем развития электрических сетей 10 кВ РЭС исходят из того, что в схемах развития сетей 35-110 кВ обеспечено выполнение условия (2.2.3). При этом нормированные уровни напряжения у электроприемников могут быть обеспечены, если

$$\Delta Ö_{\partial i \partial \partial} \le 10\%, \qquad /2.3.11/$$

где $\Delta Ö_{\partial i \partial \partial}$ – наибольшие из потерь напряжения в линиях 10 кВ рассматриваемой подстанции 35-110 кВ до потребительских трансформаторов в режиме максимальной нагрузки линии, %.

2.3.8. Эри невыполнении условия (2.3.11) рассматриваются варианты уменьшения потерь напряжения в линии, либо их компенсации в соответствии с п.1.9. Выбирается вариант, обеспечивающий (2.3.11) с минимальными затратами.

2.3.9. Для выбранного варианта схемы развития сетей 10 кВ определяется закон регулирования напряжения на шинах ЦП. Принимается максимально возможный уровень напряжения на шинах 10 кВ ЦП, удовлетворяющий условиям

$$10\% \ge E_{ø\ max} \le Ë + 0{,}85 \Delta U_{\partial\partial\partial}, \qquad /2.3.12/$$

где $Л$ – принимается 8,7% для ЦП, не питающих комплексы;

$\Delta U_{\partial\partial\partial}$ – максимальные потери напряжения в линии 10 кВ до самой близкой к ЦП подстанции 10/0,38 кВ, %.

Для комплексов – 6,2%, а

$\Delta U_{доп}$ – максимальные потери напряжения до ближайшей к шинам ЦП подстанции 10/0,38 кВ, обслуживающей комплекс.

При питании от ЦП совместно подстанций 10/0,38 кВ обычных сельскохозяйственных потребителей и комплексов вычисления по (2.3.12) производятся для обоих видов потребителей. Принимается меньшее из двух полученных значений.

Величина диапазона регулирования ограничивается производственными потребителями и выбирается по условие:

$$10\% \geq \Delta E \leq \tilde{N} + 0,8\Delta U_{доп} \qquad /2.3.13/$$

$\Delta U_{доп}$ – максимальные потери напряжения в распределительной линии до ближайшей к ЦП потребительской подстанции 10/0,38 кВ с производственной нагрузкой;

C – величина, зависящая от $\Delta U_д = \Delta U_{д\ max} - \Delta U_{доп}$

Таблица 2 3 1

$\Delta U_д$,%		C,%
0	2,3	3,5
2,31	4,4	5,1
4,41	и более	6,7

При однородных потребителях рекомендуется:

$$10\% \geq \Delta E \leq 7,2 + 0,4\Delta U_д \qquad /2.3.14/$$

Найденные по (2.3.12 - 2.3.14) граничные параметры уточняются, исходя из данных схемы по формуле

$$E_{ш} = E_{нн} + E_t + E_{рt} - (\Delta U_t + \Delta U_t)\alpha_t, \% \qquad /2.3.15/$$

где $E_ш$ – уровень напряжения на шинах 10 кВ ЦП, %;

$E_н$ – уровень напряжения в точке присоединения ЭССН, %;

E_t – нерегулируемая добавка напряжения трансформатора 35+110/10 кВ, %, определяется из справочных таблиц;

$E_р$ – регулируемая добавка напряжения трансформатора 35+110/10 кВ, %;

α – коэффициент нагрузки на шинах 10 кВ ЦП;

$\Delta U_н, \Delta U_t$ – потери напряжения при максимальной нагрузке, соответственно, в линии 35-110 кВ и трансформаторе 35-110/10 кВ, %.

Индекс "t" указывает на то, что величина соответствует некоторому фиксированному моменту времени.

По (2.3.15) подбирается такая максимально возможная $E_р$, при которой в режиме максимальной нагрузки ($\alpha_t = 1$) $E_{шt} \leq E_{ш\ max}$ определенного по условию (2.3.12). Затем рассчитывается уточненное значение $E_{ш\ max}$ при выбранной добавке $E_р$.

По (2.3.15) подбирается такая минимально возможная $E_р$, при которой в режиме минимальной нагрузки (α_t = 0,2) $E_{шt} \geq E_{ш\ min} = E_{ш\ max} - \Delta E$, где ΔE определяется по (2.3.13). Затем рассчитывается минимальный уровень

напряжения на шинах 10 кВ ЦП $E_{\omega\ min}$ при выбранной E_p. По уточненным $E_{\omega\ max}$ и $E_{\omega\ min}$ определяется ΔE :

$$\Delta E = E_{\omega\ max} - E_{\omega\ min} \qquad /2.3.16/$$

При расчетах на ЭВМ выводятся на печать значения $E_{\omega\ max}$ и $E_{\omega\ min}$. При ручном счете вычисления по (2.3.15) удобно свести в таблицу.

Расчет уровней напряжения на винах
10 кВ ЦП

Таблица 2.3.2

Режим нагрузки	Уровень Напряжения в точке присоединения ЭССН, %	Потери напряжения в питающей линии 35-110 кВ, %	Потери напряжения в трансформаторе 35-110 кВ, %	Нерегулируемая добавка . напряжения трансформатора 35-110 кВ, %	Регулируемая добавка напряжения трансформатора 35-110 кВ, %	Уровень напряжения на шинах 10 кВ ЦП %
α_i	E_u	ΔU_n	ΔU_t	E_t	E_p	E_ω
100% 20%						

диапазон встречного регулирована ΔE *

2.3.10. При разработке схем развития электрических сетей 10 кВ РЭС предполагается, что условие (1.3) при резервировании по линиям 10 кВ выполняется, если

$$\Delta U_{\partial\partial} - \Delta U_д \le 12{,}1\%, \qquad /2.3.17/$$

где $\Delta U_д$ – потери напряжения в линии 10 кВ до п/ст 10/0,38 кВ при работе сети в нормальном режиме, %;

$\Delta U_{\partial\partial}$ – потери напряжении в линии 10 кВ до п/ст 10/0,38 кВ ври сетевом резервировании и нагрузках в соответствии с п.1.13, %.

Условие (2.3.17) достаточно проверить для подстанции 10/0,38 кВ, присоединенной к наиболее удаленной от шин резервирующей подстанции точке магистрали.

2.3.11. При выполнении условия (2.3.17) рассматриваются способы обеспечения нормируемых уровней напряжения в соответствии с п.1.16, кроме п.1.16а. Окончательный способ устанавливается технико-экономическим сравнением. Требуемая добавка напряжения ($E'_д$):

$$E'_д = \Delta U_{\partial\partial} - \Delta U_д - 12{,}1\% \qquad /2.3.18/$$

где $\Delta U_{ав}$ – потери напряжения в линии 10 кВ при работе сети в послеаварийном режиме от шин 10 кВ резервирующей подстанции до наиболее удаленной точки присоединения к магистрали подстанции 10/0,38 кВ, %;

$\Delta U_{д}$ – потери напряжения в линии 10 кВ при работе сети в нормальном режиме до той же точки магистрали, %.

Добавка напряжения дополнительного устройства должна удовлетворять условию.

$$E_{g\ max} = 10,3 - 0,8E_{ш\ max} + \Delta U_{ав} - \Delta U_{д} \quad /2.3.19/$$

где $E_{ш\ max}$ – максимальный уровень напряжения на шинах резервирующего ЦП, %;

$\Delta U_{ав}, \Delta U_{д}$ – потери напряжения в линии 10 кВ до ближайшей к месту установки дополнительного устройства подстанции 10/0,38 кВ резервируемой линии, соответственно, в послеаварийном и нормальном режимах, %.

2.3.12. При отсутствии схем перспективного развития электрических сетей сельскохозяйственного назначения 35-110 кВ области (края, республики), либо при существенном отличии расчетных нагрузок на подстанциях 110-35/10 кВ от принятых в схемах 35-110 кВ дополнительно следует выполнять расчета, предусмотренные п. 2.2.1б и в.

2.4. УЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТЕХНО-РАБОЧИХ ПРОЕКТОВ ЛИНИЙ 10 кВ

2.4.1. При выполнении техно-рабочих проектов линий 10 кВ рекомендуется следующий порядок расчета:

а/ проверяются уровни напряжения у электроприемников и, при необходимости, уточняются средства обеспечения нормируемых отклонений напряжения;

б/ если схемой предусматривается сетевое резервирование по линиям 10 кВ, то проверяются уровни напряжения у электроприемников в послеаварийном режиме, и, при необходимости, выбираются средства обеспечения их нормированных значений;

в/ уточняются параметры нормального режима работы сетей с учетом изменений параметров сем.

2.4.2. Исходными данными для расчета являются:

а/ расчетные схемы питающей линии 35-110 кВ и распределительных линий 10 кВ в условиях нормального и послеаварийного режимов с нанесенными на них длинами участков, сечениями и марками проводов, расчетными нагрузками;

б/ данные о характере присоединенных нагрузок и их коэффициентах мощности при дневном максимуме;

в/ уровни напряжения на ЦП, от которого отходят рассматриваемые линии, и на ЦП, от которых предполагается осуществлять резервирование по линиям 10 кВ, в соответствии со схемой РЭС.

2.4.3. Мощности и расстановка БК 10 и 0,38 кВ принимаются в соответствии со схемой РЭС. При отсутствии схемы РЭС расчеты выполняются в соответствии с пп. 2.3.3 - 2.3.6.

2.4.4. При выполнении техно-рабочих проектов линия 10 кВ из условия обеспечения нормированных отклонений напряжения у электроприемников в нормальном режиме работы сети (1.2) определяются;

а/ рабочие ответвления трансформаторов 10/0,38 кВ;

б/ допустимые потери напряжения в линиях 0,38 кВ;

в/ при необходимости - дополнительные средства, обеспечивающие требуемые уровни напряжения у электроприемников с наименьшими приведенными затратами.

Из всего множества электроприемников достаточно проверить максимальный уровень напряжения у ближайшего и минимальный у наиболее удаленного относительно шин 0,38 кВ электроприемника каждой потребительской подстанции.

2.4.5. Отклонения напряжения у электроприемников в момент времени "t" пои отсутствии дополнительных средств регулирования в линии 10 кВ и в сетях 0,38 кВ определяются по формуле:

$$V_{yt} = E_{\omega t} + E_t - \alpha_t \Delta U_a - \beta_t (\Delta U_t + \Delta U_l)\% \qquad /2.4.1/$$

где E_t – постоянная добавка напряжения трансформатора 10/0,38 кВ, %;

$\Delta U_a, \Delta U_t, \Delta U_l$ – потери напряжения, соответственно, в линиях 10 кВ, линий 0,38 кВ и трансформаторе 10/0,38 кВ при максимальной нагрузке, %;

α_t, β_t – коэффициенты нагрузки, соответственно, ЦП и подстанции 10/0,38 кВ.

По виду нагрузки подстанции 10/0,38 кВ разделены на подстанции с производственной нагрузкой, у которых

$$\frac{S_g}{S_a} > 1,4 \qquad /2.4.2/$$

и подстанции со смешанной и коммунально-бытовой нагрузкой, в дальнейшем именуемые подстанции со смешанной нагрузкой, у которых условие (2.4.2) не выполняется.

Величины коэффициентов α и β, при которых у электроприемников наблюдается максимальный либо минимальный уровни напряжения, определяются по таблицам приложения п.5.14 и п.5.15 в зависимости от вида нагрузки подстанции 35-110 кВ и 10 кВ и величины :

$$\Delta U_C = 1,25\Delta E - \Delta U_a, \% \qquad /2.4.3/$$

$$E_{\omega t} = E_{\omega\ max} - 1,25\Delta E(1 - a_t), \% \qquad /2.4.4/$$

2.4.6. Рабочее ответвление трансформатора 10/0,38 кВ подбирается таким образом, чтобы максимальный уровень напряжения у электроприемника был возможно ближе к максимально допустимому. При этом в формулу (2.4.1) подставляются: $U_l = 0$, $E_{\omega t}$ определенный по формуле (2.4.4); коэффициенты α и β, соответствующие максимальному уровню напряжения..

2.4.8. Расчеты по определению рабочих ответвлений трансформаторов

10/0,38 кВ, допустимых потерь напряжения в линиях 0,38 кВ, а также наибольшего и наименьшего уровней напряжения у электроприемников для каждой подстанции 10/0,38 кВ могут быть выполнены на ЭВМ. При расчетах на ЭВМ на печать выводятся значения E_t , ΔU_{lg}. Для машин типа "Мир" разработана программа СЭП-У0-РР-3. Форма для подготовки исходных данных приводится в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЙ
расчета уровней напряжения у электроприемников,
питающихся от п/ст 35/10 кВ

Максимальный уровень напряжения на шинах 10 кВ ЦП ИМ _____ %
Диапазон регулирования напряжения на шинах 10 кВ ЦП ИР _____ %
Наибольший допустимый уровень напряжения у электроприемников
а/ со смешанной нагрузкой Р1 = _____
б/ с производственной нагрузкой Р2=_____
Номер ТП, с которой начинается расчет №_____
Номер ТП, которой кончается расчет_____

Номер ТП Пп	Вид нагрузки	Максимальные потери напряжения в линии 10 кВ до ТП
1	2	3

При отсутствии ЭВМ расчеты выполняются вручную (си. приложение 2).

2.4.9. При выполнении техно-рабочего проекта линии 10 кВ уровни напряжения на ЦП принимаются по схемам развития сетей 10 кВ.

При отсутствии схемы развития электрических сетей 10 кВ РЭС, в состав которой входят проектируемые линии 10 кВ, либо при отличии расчетных нагрузок от принятых в упомянутой схеме следует предварительно рассчитать потери напряжения в линии 10 кВ и установить уровни напряжения на шинах 10 кВ ЦП в соответствии с п.2.3.9.

При проектировании отдельной линии 10 кВ и отсутствии данных о других линиях подстанции 35-110 кВ, допустимые потери напряжения принимаются в соответствии с (2.3.11).

2.4.10. Минимальный уровень напряжения у электроприемников при резервировании по линиям 10 кВ определяется по формуле:

$$V_9 = E_{ш} + E_t + \Delta U_{ea} - \Delta U_{ta} - \Delta U_{на}\ \%, \quad /2.4.6/$$

где $\Delta U_{ea}, \Delta U_{ta}, \Delta U_{на}$ — потери напряжения при расчетной нагрузке сетевого резервирования, соответственно, в линии 10 кВ, трансформатора 10/0,38 и линии 0,38 кВ, %.

Значение $E_{ш}$ определяется в зависимости от коэффициента нагрузки резервирующей подстанции 35-110/10 кВ "a":

$$a = \frac{0{,}7S + S_{рез}}{S} \qquad /2.4.7/$$

где S – максимальная нагрузка резервирующей подстанции при нормальном режиме работы сети, кВ·А;

$S_{рез}$ – расчетная нагрузка резервируемой линии в послеаварийном режиме, кВ·А.

При $a \geq 1 \quad E_{ш} = E_{ш\ max}$, /2.4.8/

$a < 1 \quad E_{ш} = E_{ш\ max} - 1,25\Delta E(1-a)\%$

$\Delta U_{ва}$ определяется по формуле (2.1.4) по расчетной схеме сетевого резервирования при нагрузке в соответствии с п.1.13.

Величина E_i в (2.4.6) принимается по результатам расчета нормального режима.

При отсутствии схем развития линий 10 кВ РЭС нагрузки в резервирующих линиях определяются в соответствии с "Методическими указаниями по разработке схем развития распределительных сетей 10 кВ сельскохозяйственного назначения района электрических сетей РЭС" и учитываются в расчетной схеме в соответствии с п.1.13.

2.4.11. Рекомендуется начинать проверку выполнения условия (1.3) у алектроприемника, наиболее удаленного от шин 0,38 кВ резервируемой подстанции 10/0,38 кВ, присоединенной к наиболее удаленной от шин резервирующего ЦП точке магистрали. Если для указанного алектроприемника выполняется условие (1.3) без дополнительных средств, то оно, как правило, будет выполняться и для остальных электроприемников в рассматриваемой линии.

2.4.12. Если условие (1.3) не выполняется, то применяются способы, предусмотренные п.1.16. В первую очередь производится уменьшение допустимых по условиям нормального режима потерь напряжения в линиях 0.38 кВ до рекомендуемых в п.1.9. Если это оказывается достаточным, то проверяется выполнение условия (1.3) для другой подстанции 10/0,38 кВ в соответствии с п.2.4.11, исключая уже просмотренную и т.д. При невозможности для всех подстанций 10/0,38 кВ обеспечить требуемые уровня напряжения у всех электроприемников указанным способом рассматриваются способы п.1.160, в,г и принимается вариант обеспечения условия (1.3) с минимальными приведенными затратами.

2.5. УЧЕТ КОНДЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТЕХНО-РАБОЧИХ ПРОЕКТОВ ЛИНИЙ 0,38 кВ

2.5.1. При выполнении техно-рабочих проектов линий 0,38 кВ рекомендуется следующий порядок расчета:

а/ уточняются места установки БК у потребителей в соответствии с рекомендациями п.1.3;

б/ рассчитываются нагрузки в линиях 0,38 кВ и на трансформаторной подстанции, выбираются марки и сечения проводов;

в/ проверяется соответствие потерь напряжения в линии 0,38 кВ допустимым потерям, установленным в проекте линии 10 кВ, и, при необходимости, выбираются средства их обеспечения.

2.5.2. Исходными данными для расчета являются:

а/ расчетные схемы линий 0,38 кВ с нанесенными значениями нагрузок;

б/ рабочее ответвление трансформатора 10/0,38 кВ, допустимая потеря напряжения в линиях 0,38 кВ и суммарная мощность БК по данным техно-рабочего проекта линии 10 кВ.

2.5.3. В сетях 0,38 кВ БК могут устанавливаться:

а/ на вводе к потребителю либо в точках ответвлений линии 0,38 кВ в соответствии с таблицей п.5.13 либо по условиям

$$Q_н = 0,7 \cdot S_g \sin\varphi_g, \text{ квар,} \qquad /2.5.1/$$

если число часов работы потребителя T≥ 5000 час/год;

$$Q_н = 0,4 \cdot S_g \sin\varphi_g, \text{ квар} \qquad /2.5.2/$$

для сезонных потребителей.

БК устанавливается, если $Q_н \geq 25$ квар.

б/ на шинах 0,38 кВ ТП 10/0,38 кВ по условию

$$Q_н = Q_g - 0,33 \cdot P_g, \text{ квар,} \qquad /2.5.3/$$

где P_g, Q_g — соответственно, активная, кВт, и реактивная, квар, нагрузки на минах 0,38 кВ подстанции в максимум реактивной нагрузки с учетом установки БК 0,38 кВ у потребителей.

Нагрузка и коэффициенты мощности с учетом установки БК определяются по формулам (2.1.1), (2.1.2) либо по номограммам (рис. п.5.2, п.5.3).

2.5.4. При выполнении техно-рабочего проекта линий 0,38 кВ предполагается, что условия (1.2), (1.3) будут выполнены при

$$\Delta U_н \leq \Delta U_{нд} - \Delta U_{нв} \qquad /2.5.4/$$

где $\Delta U_н$ — потери напряжения в линии 0,38 кВ с учетом установки БК, %;

$\Delta U_{нд}$ — допустимые потери напряжения в линиях 0,38 кВ, определяемые в техно-рабочем проекте линяй 10 кВ, %;

$\Delta U_{нв}$ — потери напряжения от ввода до электроприемника, принимаемые равными 0,5-1%.

При выполнении техно-рабочего проекта линий 0,38 кВ и отсутствии техно-рабочего проекта линий 10 кВ допустимые потери напряжения в линии 0,38 кВ

($\Delta U_{нд}$) принимаются для потребительских подстанций 10/0,38 кВ со смешанной нагрузкой - 8%, для производственных нагрузок - 6,5%.

2.5.5. Если условие (2.5.4) не выполняется, то предусматривается повышение сечений провода в линии 0,38 кВ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Пример выбора мощности и мест установки БК и средство обеспечения нормированных уровней напряжения при разработке схем развития распределительных сетей 10 кВ РЭС

Для выбранного варианта сетей 10 кВ РЭС в соответствии с "Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок при проектировании сетей 0,4-110 кВ сельскохозяйственного назначения ("РТМ-34") определены некомпенсированные нагрузки потребительских ТП, марки и сечения проводов линий 10 кВ (рис. п.1.2÷8). В соответствии со "Схемой развития сетей 35-110 кВ области" принята схема сетей 35 кВ (рис. п.1.1).

Требуется определять мощности и места установки БК 0,38 и 10 кВ, скорректировать нагрузки трансформаторных подстанций, выбрать средства обеспечения нормированных уровней напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

а/ Определение мощности и мест установки БК начнем с линии 1 (рис. п.1.2).

Для ТП 1 и 2 линий 1 Q_g меньше 25 квар и в соответствии с п.2.3.3 для них установка БК нецелесообразна.

Определяем БК на ТП 3.

По номограмме рис. п.5.3 при S_g = 268 кВА и $\cos\varphi_g$ =0,72 находим Q_g =187 квар, P_g =193 кВт и при данном P_g и $\cos\varphi_{gi}$ = 0,95 Q_{gi} = 65 квар. Отсюда Q_l 187-65 - 122 квар.

Принимаем установку БК суммарной мощностью Q_l =125 квар.

Корректируем загрузки и коэффициенты мощности на ТП3

$Q_{gi} = Q_g - Q_l$ = 187 – 125 = 62 квар.

По номограмме: при Q_{gi} = 62 квар и P_g - 193 кВт

$$S_{gi} = 202 \text{ кВ.А и } \cos\varphi_{gi} = 0{,}95$$

Корректируем вечернюю загрузку:

При S_d = 101 кВА и $\cos\varphi$ =0,81; Q_d=59 квар.

P_d 82 кВт (по рис. п.5.2). В соответствии с п.2.1.1 вечером могут быть включены батареи суммарной мощностью 50 квар.

Отсюда Q_{di} =59-50=9 квар

При P_d=82 кВт и Q_{di} =9 квар по номограмме находим.

$$S_{di} = 83 \text{ кВ.А, } \cos\varphi_{di} = 0{,}99.$$

Аналогично определяем мощности БК д сетях 0,38 кВ и корректируем расчетные нагрузки и на других потребительских трансформаторах линии 1. Результаты расчетов показаны на рис. п.1.2.

Мощность БК-0,38 кВ на ТП остальных линий определяется аналогично, за исключением ТП 16 линии 6, которая питает нагрузку орошения. По таблице

п.5.13 находим, что для нагрузки орошения S=250 кВ.А рекомендуемая мощность батареи 75 квар, причем, в вечерний максимум включена вся батарея.

Соответственно о изменением нагрузок ТП корректируются расчетные нагрузки на участках линий 10 кВ и на подстанциях 110-35 кВ. Результаты расчетов приведены на черт. п.1-2+П1-8 и в таблице п.1.1.

Суммарная модность БК 0,38 кВ составляет:

$$Q_{\text{мк}} = 1025 + 1350 + 500 \text{ БК } 2875 \text{ квар.}$$

Из них в соответствии с п.2.3.3 у потребителей будет установлено 80%

$$2875\text{-}0{,}8 = 2300 \text{ квар.}$$

Для определения моиности БК 10 кВ иа подстанциях I и 2 составляем систему уравнений (2.3.2)

$$\begin{cases} R_{n1}Q_{d1} + R_{n1-2}Q_{d2} = 0{,}65M_{n1} - 7320 \\ R_{n2}Q_{d2} + R_{n1-2}Q_{d1} = 0{,}65M_{n2} - 7320 \end{cases}$$

R_{n1} - приведенное активное сопротивление от ИП до шин 10 кВ подстанция 35/10 кВ № 1 определяется по 2.3.3 и рис. п.1.1.

По таблице п.5.3 для подстанции 35/10 кВ мощностью 1х2500 кВА активное сопротивление $R_{т1}$=4,6 Ом.

$$R_{n1} = R_{1-4} + 1{,}18\ R_{т1} = 8{,}97 + 1{,}18 \cdot 4{,}6 = 14{,}4 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление участка линии 35 кВ, общего для подстанций I и 2 (участок 1-4 линии 35 кВ)

$$R_{n+2} = R_{1-4} = 8{,}97 \text{ Ом.}$$

По данным табл. п.1.1 вычисляем реактивные нагрузки подстанций 35 кВ 1 и 2 с учетом установки БК 0,38 кВ;

$$Q_{т1} = 590 \text{ квар}, \quad Q_{т2} = 895 \text{ квар.}$$

Реактивная нагрузка участка 1-4 определяется как сумма нагрузок подстанций 1 и 2 с учетом коэффициента одновременности K_0 = 0,97:

$$Q_{1-4} = 0{,}97\ (590 + 895) = 1440 \text{ квар.}$$

Приведенный момент реактивной нагрузки от ИП до шин 10 кВ подстанции I по (2.3.4):

$$M_{n1} = R_{1-4}Q_{1-4} + 1{,}18\ R_{т1}Q_1 = 8{,}97 \cdot 1440 + 1{,}18 \cdot 4{,}6 \cdot 590 = 15950 \text{ квар·Ом}$$

Аналогично вычисляем приведенное сопротивление и момент реактивной нагрузки для подстанции 2. Составляем систему уравнений (2.3.2):

$$\begin{cases} 14{,}4Q_{d1} + 8{,}97Q_{d2} = 3049 \\ 26{,}75Q_{d2} + 8{,}97Q_{d1} = 11078 \end{cases}$$

Решение: Q_{d1} = -58 квар; Q_{d2} =433 квар.

Так как Q_{d1}<180, принимаем Q_{d1} = 0 и отбрасываем уравнение 1 и неизвестное Q_{d1} в уравнении 2. Тогда из уравнения 2: Q_{d2}=414 квар.

Рассмотрим целесообразность установки БК в линиях 10 кВ подстанции 2. Условие (2.3.6) выполняется только для линии 6, у которой максимальная реактивная нагрузка головного участка Q_g = 315 квар

$$0{,}7\ Q_g = 0{,}7 \cdot 315 = 220 > 180 \text{ квар}$$

В соответствии с табл. п.5.11 в линии 6 возможна установка только БК 10 кВ мощностью 180 квар. Точка установки БК определяется по условии (2.3.7)

$$0{,}78\ Q_d = 0{,}78 \cdot 180 = 140{,}4 \text{ квар}$$

Последовательно просматривая участки линии, начиная от головного, определяем ближайший к подстанции участок линии, максимальная реактивная нагрузка которого меньше 140,4 квар. Начальная точка этого участка и есть оптимальное место установки БК-10 кВ мощностью 180 квар. В линии 6 это точка 7:

$$Q_{6\text{-}7} = 178 > 0{,}76 \cdot 180 > Q_{7\text{-}8} = 103 \text{ квар}$$

Момент реактивной нагрузки от шин до точки 7:

$M_{10} = R_{0-1}Q_{0-1} + R_{1-2}Q_{1-2} + R_{2-3}Q_{2-3} + R_{3-4}Q_{3-4} + R_{4-5}Q_{4-5} + R_{5-6}Q_{5-6} +$

$+R_{6-7}Q_{6-7} = 590$ êâàðî ì ;

$R_{10} = R_{0-1} + R_{1-2} + R_{2-3} + R_{3-4} + R_{4-5} + R_{5-6} + R_{6-7} = 3.91$ î ì .

По (2.3.9)

$$M_d = M_{10} - 0{,}78 Q_d R_{10} = 590\text{-}0{,}78 \cdot 180 \cdot 3{,}91 = 40 \text{ квар Ом}$$

По (2.3.8)

$$Э = 2{,}16 \cdot 10^{-3}\ M_d Q_d = 2{,}16 \cdot 10^{-3} \cdot 40 \cdot 180 = 15{,}5 \text{ руб.}$$

При установке БК 180 квар в линии 6, на шинах будет установлена односекционная БК 240 квар. Тогда затраты на аппаратуру управления в соответствии с п 2.3-6

$$З_А = 431 + 299 = 730 \text{ руб.}$$

Второй вариант-установка односекционной БК на шинах. При этом затраты на аппаратуру управления

$$Ç_ô = 299 \text{ руб.}$$

Так как $Э < З_А - Ç_ô$ то окончательно принимаем к установке на шинах подстанции 2 из таблицы в.5.11 установку УКТ-10,5-450У1 мощностью 450 квар.

Аналогично описанному определяем, что на подстанции 35 кВ 3 невыгодна установка БК 10 кВ.

Результаты расчетов приведены на рис. п.1.2÷8 и в таблице п.1.1. Там же помещены и скорректированные нагрузки с учетом БК.

По скорректированным нагрузкам в линиях 10 кВ определяются потери напряжения по формуле (2.1.4). Наибольшие и наименьшие потери напряжения в линиях 10 кВ для подстанций 35/10 кВ рассматриваемой РЭС приведены в таблице п.1.1.

В соответствии со схемой развития линий 35-110 кВ сечения и марки проводов ВЛ-35 кВ обеспечивают условие (2.2.3), необходимое для обеспечения нормированного уровня напряжения у электроприемников. Рассматриваемые подстанции обслуживает сельскохозяйственных потребителей с требованиями к уровням напряжения по п.1.7б.

Уровень напряжения на шинах источника питания в часы максимальной нагрузки подстанции по данным энергосистемы $E_{и\ max}$=2 %, при минимальной нагрузке $E_{и\ min}$=0% в соответствии с "Руководящими указаниями и нормативами по проектированию развития энергосистем".

Как видно из таблицы п.1.1, для всех подстанций выполняется условие

(2.3.11),

Определяем параметры встречного регулирования напряжения на шинах 10 кВ подстанции 1. По (2.3.12)

$$E_{u\ max} = \text{А} + 0{,}85\,\Delta U_{\text{б}\text{ма}} = 8{,}7 + 0{,}85 \cdot 0{,}2 = 8{,}87\ \%$$

Диапазон регулирования определяем по (2.2.13). Из таблицы 2.3.1 при

$$\Delta U_4 = \Delta U_{\text{в}\ max} - \Delta U_{\text{в}\ min} = 4{,}61 - 0{,}2 = 4{,}41\ \%,$$

$$C = 6{,}7\ \%.$$

Из рис. п.1.2÷5 устанавливаем потери до ближайшей потребительской подстанции с производственной нагрузкой:

$$\Delta U_{\text{н}} = 0{,}8\%$$

По (2.3.13) $$\Delta E \le C + 0{,}8\,\Delta U_{\text{н}} = 6{,}7 + 0{,}8 \cdot 0{,}8 = 7{,}34\ \%.$$

В соответствии с найденными граничными значениями параметров регулирования по формуле (2.3.15) подбираются регулируемые добавки напряжения для трансформатора ТМН в режимах максимальной и минимальной нагрузок.

Результаты вычислений приводятся в таблице п.1.2.

Расчет уровней напряжения на шинах 10 кВ п/ст 1.

Таблица П.1.2

Режим загрузки	E_u	ΔU_n	ΔU_t	E_t	E_p	$E_{ш}$
100%	+ 2	-3,53	-4	+ 10	+ 2 x 1,5	+ 7,47
20 %	0	- 0,7	-0,8	+ 10	- 5 x 1,5	+ 1,0
Диапазон встречного регулирования ΔE <= 7,47 - 1,0 = 6,47 %						

Аналогично определим параметры регулирования на шинах 10 кВ остальных подстанций. Результаты расчетов приведены в таблице п.1.1.

Для всех линий 10 кВ РЭС установлена целесообразность сетевого резервирования. Схемы сетевого резервирования приводятся на рис.. п.1.2 - п.1.8.

На рисунках также приведены места установки секционирующих выключателей и аппаратов ввода резерва.

Расчетные нагрузки нормального режима с учетом БК в сетях 10 и 0.38 кВ приводятся к расчетной нагрузке послеаварийного режима путем умножения на коэффициент 0,7:

$$S_{\text{а}} = 0{,}7\,S.$$

В соответствии с нагрузками послеаварийного режима производится расчет потерь напряжения до наиболее удаленной от шин резервирующей подстанции точки ответвления от магистрали ($\Delta U_{\text{ав}}$). Полученные величины $\Delta U_{\text{ав}}$

приводятся в таблице п.1.1.

Каи видно из таблицы п.1.1 условие (2.3.17) не выполняется только для потребителей линии 6

$$\Delta U_{ав} - \Delta U_{в} = 13{,}8 - 0{,}5 - 13{,}3\ \% \qquad 12{,}1\%.$$

Требуемая добавка напряжения либо уменьшение потерь напряжения по (2.3.18):

$$E'_g = \Delta U_{ва} - \Delta U_{в} - 12.1 = 13{,}3 - 12{,}1 = 1{,}2\%.$$

Рассмотрим варианты обеспечения отклонений напряжения и послеаварийном режиме для электроприемников линии 6 в соответствии с п.1.16.

Подстанция 2 однотрансформаторная с резервированием по линии 35 кВ.

При этом нормированная надежность обеспечивается при длина распределительной линии в соответствии с "Методическими указаниями по учету надежности при проектировании"

$$\ell_p = \frac{T_н - 12}{\alpha_p} = \frac{15 - 12}{0.9} = 3{,}3 \text{ км}$$

Участок линии 6 от подстанции 2 длиной 3,3 км составляется (рис.п.1.6) яа участков:

$$\ell_{в\text{-}5} = \ell_{в\text{-}1} + \ell_{1\text{-}32} + \ell_{32\text{-}33} + \ell_{1\text{-}6} + \ell_{2\text{-}3} + \ell_{3\text{-}34} + \ell_{3\text{-}4} + \ell_{4\text{-}6} =$$
$$= 0{,}5 + 0{,}4 + 0{,}1 + 0{,}8 + 0{,}1 + 0{,}3 + 0{,}5 + 0{,}5 = 3{,}2 \text{ км}$$

и включает ТП-16, 17, 18, 19, 20, 21, которые можно не резервировать, так как у них эквивалентная продолжительность отключений

$$T = \alpha_T + \alpha_p \cdot \ell_{в\text{-}5} = 12 + 0{,}9 \cdot 3{,}2 = 14{,}88 < T_н = 15 \text{ час.}$$

Таким образом, пои установка в точке 5 (рис. п.1.6) дополнительного секционирующего выключателя можно будет резервировать на все потребители линии 6, а только присоединенные к участку линии от точки 5 до пункта АВР (точка 15).

Приведенные затраты на установку секционирующего аппарата

$$З_1 = K_{мв} \cdot P_a = 2750 \cdot 0{,}224 = 613{,}3 \text{ руб.}$$

где $K_{мв}$ — стоимость секционирующего пункта 2750руб.,

P_a — отчисления от капиталовложений, принимаемые 0,224 (по РУН, 10,1974 г.).

Определяем затраты при установке продольно-емкостной компенсации (ПЕК). Максимально допустимая добавка по (2.3.19).

$$E_{g\,max} = 10{,}3 - 0{,}8\, E_{ш\,max} + \Delta U_{ва} - \Delta U_{в} = 10{,}3 - 0{,}8 \cdot 7{,}9 + 8 - 6{,}8 = 5{,}2\%$$

Так как $E_{g\,max} > E_g$, то установка ПЕК допустима.

Для выбора конденсаторов определяем ток через ПЕК в месте установки (резервная перемычка) в послеаварийном режиме

$$S_{a\,пер} = 920 \text{ кВА}, \qquad \cos\varphi = 0.94,$$

$$J_{пер} = \frac{920}{10\sqrt{3}} = 53{,}2 \text{ А}.$$

По рис. п.5.1 для найденных J и φ определяем добавку напряжения при11 конденсаторе КСП - 0,66 - 40 в фазе

$$E_{gk} = 3\%$$

Так как

$$E_{g\ max} = 5.2 > E_{gk} = 3\% > E_g = 1.2\%$$

то установка ПЕК возможна. Стоимость установки ПЕК с 1 конденсатором КСП - 0,66-40 в фазе

$$K_k = 1725 \text{ руб.}$$

$$З_2 = 0{,}224 \cdot 1725 = 385 \text{ руб.}$$

Определим затраты при замене провода. Наиболее целесообразна замена провода АС-35 на головном участке резервирующей линии. Определим необходимую длину участка при замене провода

$$\ell = \frac{E_g}{\alpha(R_{35} - R_{50})P} = \frac{1.2}{10^{-3}(0.85 - 0.65)\cdot 1100} = 5.6 \text{ км}$$

где R_{35}, R_{50} — активное сопротивление 1 км провода соответственно, АС-35, АС-50 (табл. п.5.5), Ом;

P — активная нагрузка головного участка резервирующей линии, кВт;

α — принимается 10^{-3} (п.2.1.2).

Стоимость замены 1 км провода АС-35 на АС-50 для линия 10 кВ на железобетонных опорах во втором районе по гололедности составит 1170 руб/км. Отчисления для линий 10 кВ принимаются 0,175. Замене подлежит провод на двух участках суммарной длиной 2,8 + 3,4 = 6,2 км.

Затраты баз учета снижения потерь электроэнергия:

$$З_{пэ} = 0{,}175 \cdot 1170 \cdot 6{,}2 = 1270 \text{ руб.}$$

Уменьшение затрат на возмещение потерь электроэнергии:

$$\Delta З_{пэ} = 10^{-6} \alpha Ц_э S^2 \tau \Delta R.$$

Принимается $\alpha = 0{,}49$; $Ц_э = 0{,}03$ руб/кВт·ч; $\tau = 1900$ час.

Нагрузка головного участка линии резервирующей подстанции в нормальном режиме $S = 1200$ кВА. Уменьшение сопротивления:

$$\Delta R = (0{,}85\text{-}0{,}65) \cdot 6{,}2 = 1{,}24 \text{ Ом.}$$

$$\Delta З_{пэ} = 10^{-6} \cdot 0{,}49 \cdot 0{,}03 \cdot 1900 \cdot 1200^2 \cdot 1{,}24 = 33 \text{ руб.}$$

$$З_э = З_{эп} - З_{пэ} = 1237 \text{ руб.}$$

Принимается вариант установки ПЕК, при котором с наименьшими приведенными затратами обеспечиваются нормированные уровни напряжения в послеаварийном режиме.

Таблица П.1.1

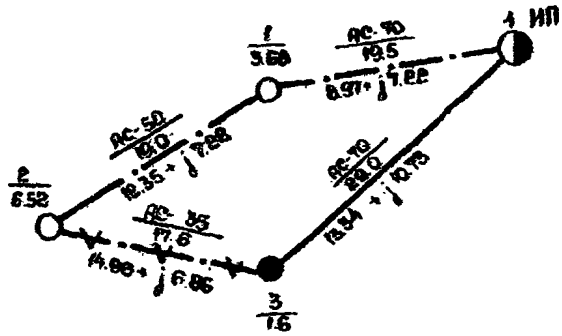
Исходные данные и результаты расчета по линиям 10кВ РЭС

№№ п/п	$\frac{S_д}{S_э}$ кВА	$\frac{\cos\varphi_д}{\cos\varphi_э}$	$Q_н$ квар	$\frac{S_{дн}}{S_{эн}}$ кВА	$\frac{\cos\varphi_{дн}}{\cos\varphi_{эн}}$	$Q_э$ кВ Ар	$\frac{S_{дз}}{S_{эк}}$	$\frac{\cos\varphi_{дк}}{\cos\varphi_{эк}}$	$\Delta U_{э\ max}$ %	$\Delta U_{э\ ба}$ %	$\Delta U_{ба}$ %	$\Delta U_{ва}$ %	$\Delta U_{ш\ max}$ %	ΔE %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Подстанция 1 1х2500	1929/1978	0.79/0.89	1025	1610/1850	0.93/0.96	0	1610/1850	0.93/0.96	4.6	0.2	0.7	12	+7.47	6.47
А-1	441/483	0.82/0.91	200	388/457	0.92/0.97	0	388/457	0.92/0.97	4.6	0.7	2.4	12		
А-2	544/643	0.8/0.9	275	450/610	0.95/0.95	0	450/610	0.95/0.95	3.1	0.2	0.7	9		
А-3	444/436	0.78/0.89	175	375/415	0.92/0.95	0	375/415	0.92/0.95	3.1	1.9	2.3	6.4		
А-4	763/685	0.76/0.88	375	623/640	0.93/0.95	0	623/640	0.93/0.95	2.1	0.5	2.0	6.49		
Подстанция 2 1х2500	2671/2865	0.75/0.67	1350	2240/2620	0.92/0.95	450	2140/2510	0.97/0.99	7.5	0.3	0.3	(129)	+7.9	5.92
А-5	730/712	0.74/0.9	375	570/680	0.95/0.95	0	570/680	0.95/0.95	2.6	0.3	0.3	9.3		

Продолжение таблица П.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
А-6	1107 1457	0,76 0,84	550	905 1280	0,93 0,95	0	905 1280	0,93 0,95	6,8	0,5	1,5	(12,9)		
А-7	480 698	0,8 0,89	225	405 646	0,95 0.96	0	405 646	0,95 0,96	75	2,1	3,4	9,3		
А-8	418 389	0,76 0,87	200	346 351	0,92 0,97	0	346 351	0,92 0,97	3,43	1,96	1,8	6,6		
Подстанция 3 1х1600	1052 1338	0,81 0,91	500	925 1280	0,92 0,96	0	925 1280	0,92 0,96	3,8	0,1	0,1	11,1	+7,9	5,92
А-9	351 625	0,84 0,91	150	324 600	0,91 0,95	0	324 600	0,91 0,95	2,0	0,2	1,8	4,81		
А-10	493 454	0,78 0.88	250	410 424	0,94 0,95	0	410 424	0,94 0,95	3,8	1,4	1,4	7.0		
А-11	351 442	0,83 0,94	100	317 438	0,92 0,95	0	317 438	0,92 0,95	1,9	0,1	0,1	11,1		

Примечание: В столбце 13 в скобках указаны потери напряжения до замены провода по условиям послеаварийного режима



Наименование	Существующие	Сооружаемые	Наименование	Существующие	Сооружаемые
Линии электропередачи			Подстанции		
Марка и сечение провода Длина 6 км R+jX	АС-70 29.0 13.34+j10.73	АС-50 19.0 12.35 + j7.22	110/35/10 кВ преобладающей не сельско-хозяйственной нагрузкой		
			35/10 кВ с преобладающей сельско-хозяйственной нагрузкой		
ВА-35 кВ для резервирования			Номер подстанции	$\frac{2}{652}$	
			Потери напряж. доп/ст в линии 35 кВ		

Рис. П.1.1 План-схема сетей 35 Кв

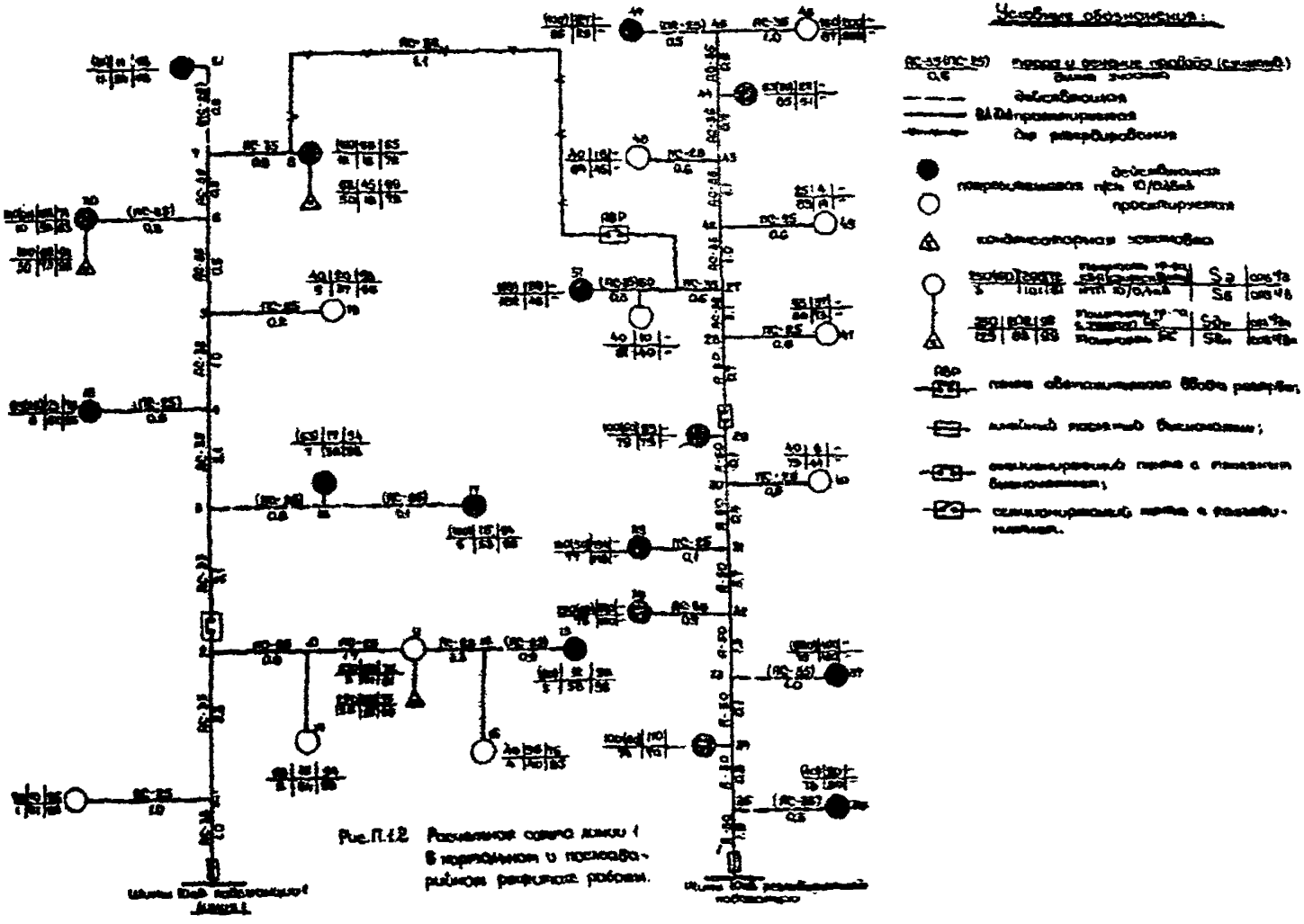
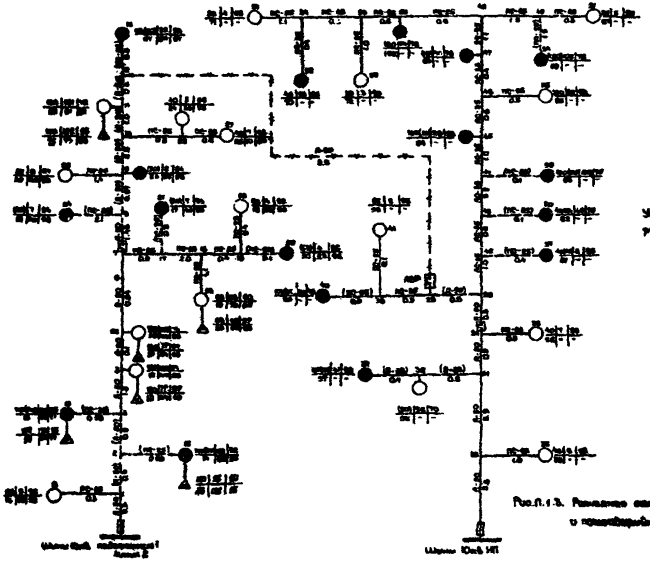


Рис.П.12 Расчетная схема линии 1 в нормальном и послеаварийном ремонтном режимах.



Примечание:
Условные обозначения см. рис. П.1.2

Рис.П.1.3. Расчетная схема линии 2 в нормальном и [illegible] режимах работы.

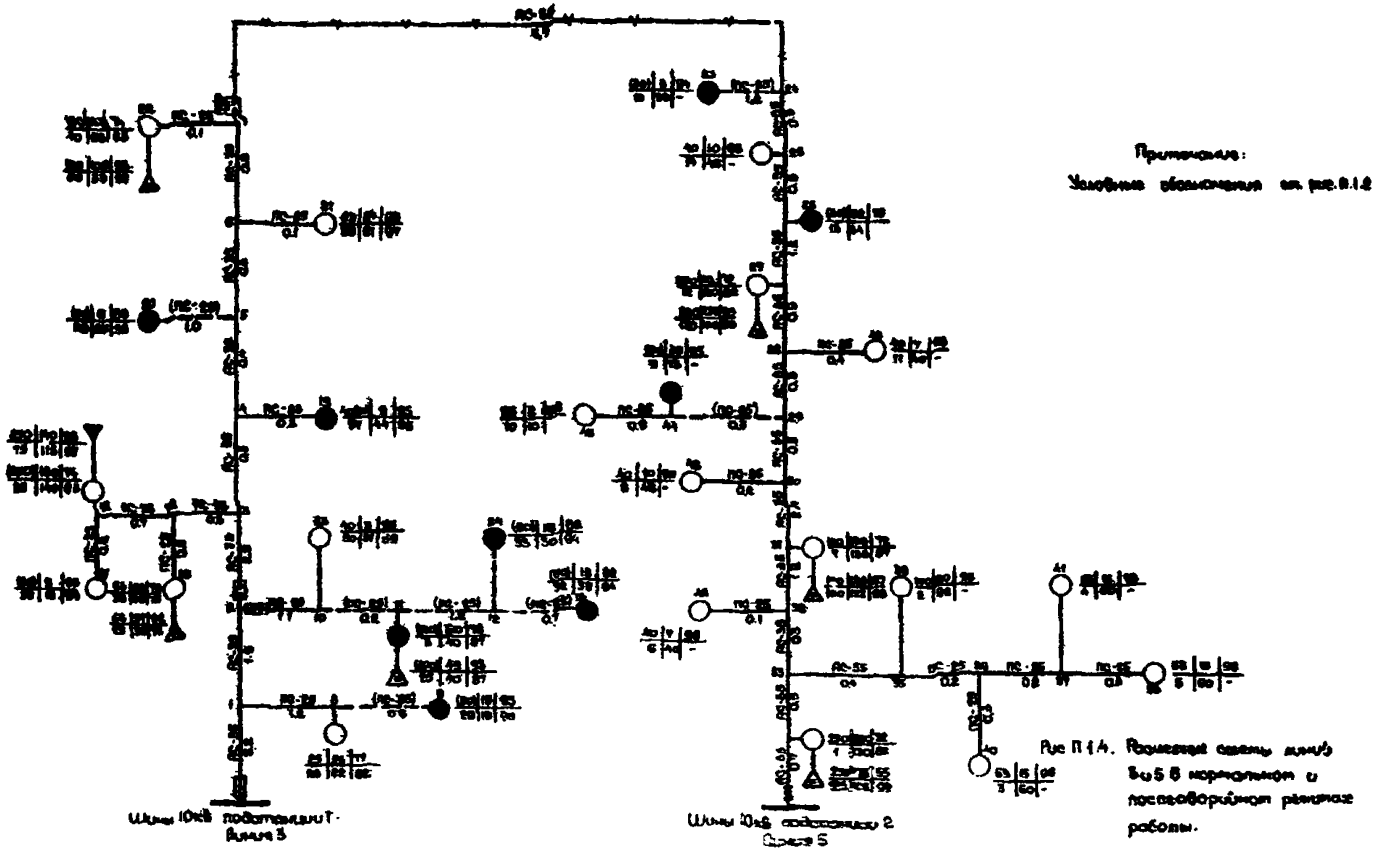


Рис П 1.4. Расчетные схемы линий 5 и 5 В нормальном и послеаварийном режимах работы.

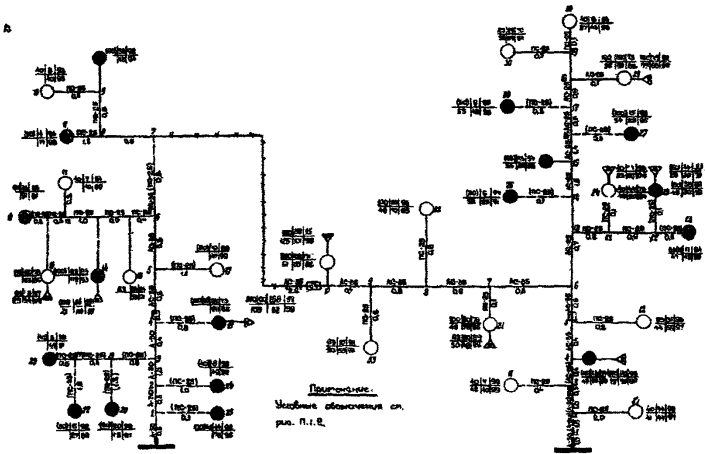
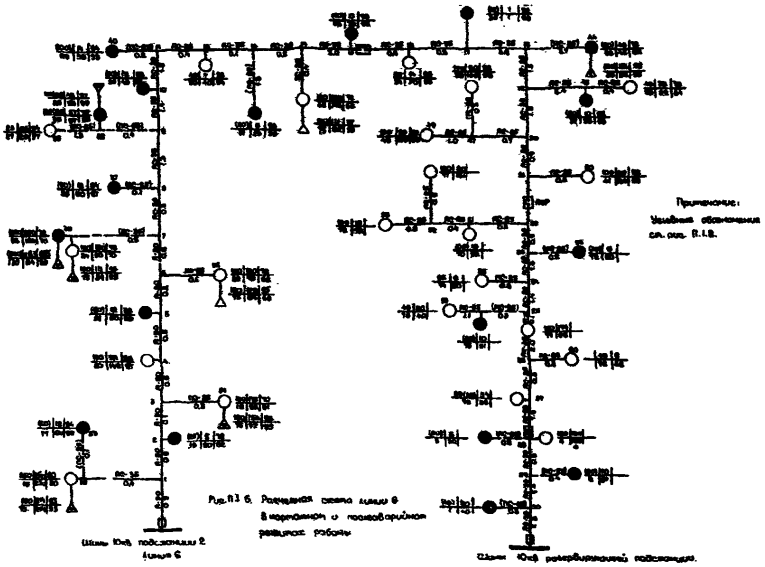


Рис. П.1.5 Расчетные схемы линий 4 и 9 в нормальном и послеаварийном режимах работы.



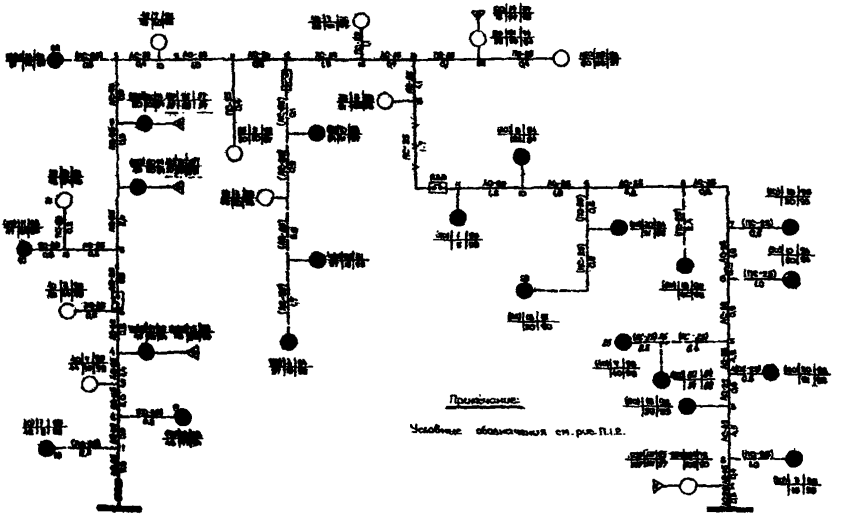


Рис. П.4.7 Расчетная схема линий 7 и 11 в нормальном и послеаварийном ремонтном режимах

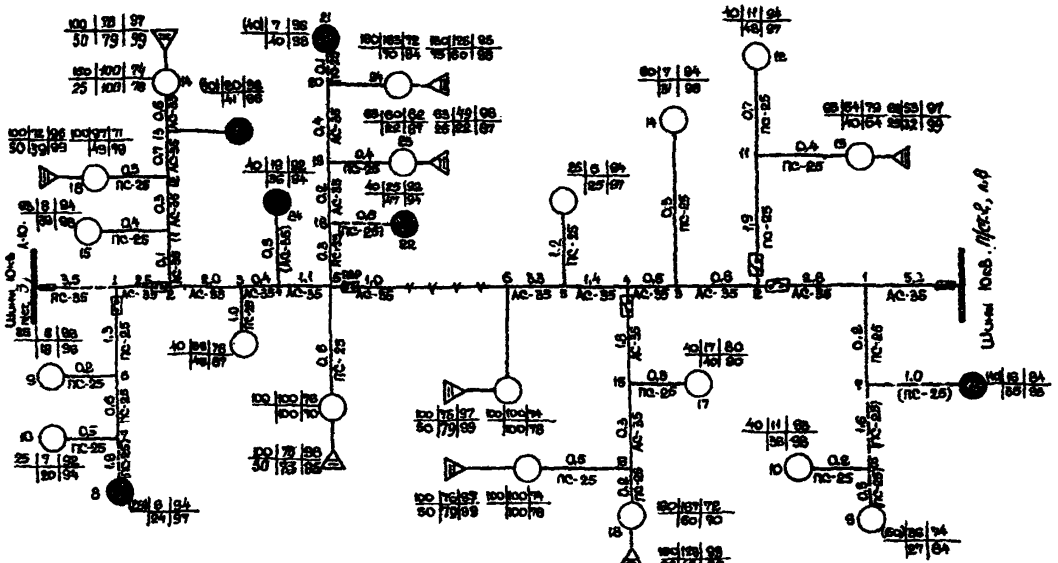


Рис.П.1.8 Расчетная схема линий 8 и 10

в нормальном и послеаварийном режимах работы.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Пример выбора мощности и мест установки БК и средств обеспечения нормированных уровней напряжения у потребителей при разработке техно-рабочего проекта линий 10 кВ

Техно-рабочий проект разрабатывается при наличии схемы развития линий 10 кВ РЭС.. Исходные данные для расчета приводятся на схеме питающих линий (рис.п.2.1) и схемах распределительных линий 10 кВ (рис. п.2.2÷ п.2.4.).

При разработке схем РЭС определены суммарные мощности БК 0,38 кВ у потребителей и в сетях каждой подстанции 10 кВ. В точке II линии I предусмотрена БК 10 кВ мощностью 180 квар.

По данным схемы РЭС ΔE = 7,72 %, $E_{ш\ max}$ = 8.7%

Производим.расчет допустимых потерь напряжения в линии 0,38 кВ, уровней напряжения у электроприемников и выбор рабочих ответвлений потребительских трансформаторов 10/0,38 кВ. Расчеты сведены в таблицу п.2.1.

ТП I

В таблице п.2.1 находим: $\Delta U_в$ = 0,4 %, по (2.4.3) определяем ΔU_c:

$$\Delta U_c = 1{,}25 \cdot 7{,}72 - 0{,}4 = 9{,}25.$$

Нагрузка .ТП-1 смешанная. По таблице п.5.14 находим коэффициенты нагрузки ***а*** и ***в***.

Минимальный уровень напряжения: ***а*** = 1,0; ***в*** = 1,0;

Максимальный уровень напряжения: ***а*** = 0,95; ***в*** = 0,65 .

Найденные значения "***а***" и "***в***" заносим в столбцы 9 и 8.

Для найденных значений "***а***" определяем напряжение на шинах 10 кВ по (2.4.4).

Минимальный уровень напряжения у электроприемников наблюдается при

$$E_ш = E_{ш\ max} - 1.25\Delta E(I - a) = 8{,}7 - 1{,}25 \cdot 7{,}72\ (I\text{-}I) = 8{,}7\ \%,$$

максимальный уровень напряжения - при:

$$E_ш = 8{,}7 \cdot 1{,}25 \cdot 7{,}72 - (I\text{-}0{,}95) = 8{,}22\ \%.$$

Заносим полученные значения в столбец 10.

В столицах 11 и 12 вычисляются значения $a\Delta U_в$ и $в\Delta U_I$

Для определения добавки трансформатора 10/0,38 кВ в формулу (2.4.1) подставляется $\Delta U_н$ = 0 и для строки максимального уровня напряжения у электроприемников определяется

$$U_{Э\ max} - E_I = E_{ш} - a_i\Delta U_в - в_i\Delta U_I = 8{,}22 - 0{,}38 - 2{,}6 = 5{,}24\ \%.$$

Подбираем максимально возможную величину E_I, при которой

$$V_Э \le 7{,}5\%, \quad E_I = 0\%,$$

тогда $V_{э\ max}$ =5.24 %.

Значение E_i — заносится в обе строки для ТП 1, столбца 13.

Значение $V_{э\ max}$ — заносится в строку максимального уровня, столбец 16. В строку минимального уровня столбца 16. заносится $V_{э\ min}$ = -7,5%.

Допустимые потери напряжения в линии 0,38 кВ определяются по Формуле . (2.4.5) для строки минимального уровня напряжения у электроприемников:

$$\Delta U_{нб} = \frac{8.7+0+7.5-0.4-4}{1.0}\% = 11.8\%$$

Заносим в строку минимального уровня столбец 15 цифру 11,8; в строку максимального уровня - 0.

Аналогично рассмотренной ТП1 заполняются строки всех остальных ТП в таблице. П.2.1.

В качестве одного из средств повышения надежности в каждой из линий 10 кВ предусмотрено сетевое резервирование. Отклонения напряжения подсчитаны при расчетной нагрузке сетевого резервирование, определенной в соответствии с пунктом 1.13.

ЛИНИЯ № I

Данные резервирующей подстанции из схемы развития РЭС:

$$S = 3200\ кВ{\cdot}А; \quad V_{н\ max} = 7{,}36\ \%; \quad \Delta E = 7{,}5\ \%.$$

По (2.4.7) определяем коэффициент " a " в режиме сетевого резервирования:

$$a = \frac{0.7 \cdot 3200 + 0.7 \cdot 949}{3200} = 0.91$$

По (2.4.8) определяем уровень напряжения на шинах резервирующей подстанции:

$$E_ш = 7{,}36 - 1{,}25 \cdot 7{,}5\ (I\text{-}0{,}91) = 6{,}52\ \%..$$

В послеаварийном режиме наиболее низкий уровень напряжения будет наблюдаться у электроприемников, питающихся от ТП-1.

До таблице п.2.1 находим для ТП-1

$$\Delta U_н = 11{,}8\%; \quad E_i = 0\%.,$$

Из расчетной схемы $\Delta U_{вн} = 5;5\%$.

По (2.4.6) определяем минимальный уровень напряжения у электроприемников ТП I при сетевом резервировании:

$$V_э = 6{,}52 + 0\text{-}5{,}5 - 0{,}7 \cdot 4 - 0{,}7 \cdot 11{,}8 = -10{,}04\ \%.$$

Так как дня ТП 1 выполняются требования (1.3)

$$-10{,}04\ \% > (-7{,}5 - 5)\ \%,$$

то они будут выполняться для остальных ТП линии I.

В линии 2 проверяем минимальный уровень напряжения у электроприемников ТП 48.

Данные резервирующей подстанции

$$S = 2500\ кВ{\cdot}А; \quad V_{н\ max} = 8\%; \quad \Delta E = 8\%$$

По (2.4.7)

$$a = \frac{0.7 \cdot 2500 + 472}{2500} = 0.89;$$

По (2.4.8)

$$E_{м} = 8 - 1,25 \cdot 8(1 - 0.89) = 6.9\%$$

По таблице П.2.1 для ТП-48:

$$\Delta U_{н} = 11,9\ \%; \quad E_{т} = 0\ \%,$$

из расчетной схемы

$$\Delta U_{ав} = 7,1\ \%.$$

По (2.4.6) определяем уровень напряжения у электроприемников ТП 48:

$$V_{Э} = 6,9 + 0 - 7,1 - 0,7 \cdot 4 - 0,7 \cdot 11,9 = 11,83\ \%.$$

У всех электроприемников линии 2 уровень напряжения в послеаварийном режиме соответствует нормативам.

Для линии 3 резервирующая подстанция та же, что и для линии 2, следовательно, $E_{м} = 6,9\%$.

В линии 3 к наиболее удаленной от шин резервирующей ЦП точке магистрали присоединена подстанция 21 со смешанной нагрузкой. Потери напряжения до нее в послеаварийном режиме

$$\Delta U_{ав} = 11,7\%.$$

По таблице п.2.1 находим

$$\Delta U_{н} = 12\%, \quad E_{т} = 0\%.$$

По (2.4.6) минимальный уровень напряжения у электроприемников этой подстанции:

$$V_{Э} = 6,9 + 0 - 11,7 - 0,7 \cdot 4 - 0,7 \cdot 12 = -13\ \%,$$

т.е. уровень напряжения ниже допустимого $V_{min} = -12,5\ \%$.

В соответствии с п.1.16 посматриваем способы обеспечения нормированных уровней напряжения:

а/ уменьшаются допустимые потери напряжения в линии 0,38 кВ. Из (2.4.5), чтобы получить $V_{Э} = -12,5\%$ можно допустить

$$\Delta U_{нв} = \frac{6.9 + 0 + 12.5 - 11.7 - 74}{0.7} = 7\%$$

Проверяем уровень напряжения у электроприемников подстанции 22 с двигательной нагрузкой. Потеря напряжения в линии 10 кВ до этой подстанции в послеаварийном режиме

$$\Delta U_{ав} = 11,8\ \%.$$

По таблице п.2.3. находим

$$\Delta U_{н} = 6.73\%, \quad E_{т} = 0\%.$$

По (2.4.6)

$$V_{Э} = = 6,9 - 11,8 - 0,7 \cdot 4 - 0,7 \cdot 6,73 = -12.4\ \%,$$

что соответствует норме.

Аналогично просматриваем уровни напряжения у электроприемников остальных ТП. В таблице п.2.1 показаны уточненные $\Delta U_{н}$ по условиям послеаварийного режима работы линии 10 кВ.

Таблица П.2.1

РАСЧЕТ
допустимых потерь напряжения в линиях 0,38 кВ и рабочих ответвлений трансформаторов 10/0,38 кВ в зоне Паволочской п/зт

№ Наименование пп потребителей	№ ТП	Характеристика нагрузки потребительского трансформатора	Расчетные потери напряжения В линии 10 кВ $\Delta U_в$	$\Delta U_c = 1,25 \cdot \Delta E - \Delta U_в$	Отклонение напряжения у электроприемника	Коэффиц. нагрузки потреб. трансформатора *в*	Коэф. нагруз-ки район-ной п/ст *а*	Уровень напряжения - на шинах 10 кВ $E_{ш} = U_{ш} - 1,25 \times \Delta E(1-a)$	Потери напряжения в линии 10 кВ $-a\Delta U_в$	Потери напряжения трансформатора $-U_в$	Потребительский тр-р: Добавка напряжения E_t	Потребительский тр-р: Положение переключателя ответвлений	Допустимые потери напряжения в линиях 0,38 кВ $\Delta U_н$	Отклонения напряжения у электроприемников $V_э$
1 2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Линия 1														
1.с.Паволочь /к-з им Орджоникидзе/	1	смешан.	0,4	9,25	миним. максим.	1.0 0,65	1,0 0,95	8 7 8,22	-0,4 -0,38	-4,0 - 2,6	0 0	+ 6 + 5	11,8 0	7,6 +5,24
2.с.Паволочь	2	–"–	1,35	8,3	миним. максим.	1.0 0,65	1.0 0,95	8,7 8,22	-1,35 -1,28	- 4,0 - 2,6	+ 2,5 + 2,5	+ 2,5 + 2,5	13.35 0	-7,5 -5,85
3.с.Паволочь	3	–"–	1,65	8,0	миним. максим.	1,0 0,66	1 0 0,95	8.7 8,22	-1,65 -1,57	-4,0 - 2,6	+ 2,5 + 2,5	+ 2,5 + 2,5	13,05 0	-7,5 + 6,55
4.с Паволочь	4	–"–	1,96	7.69	миним. максим.	1.0 0,65	1 0 0,95	8,7 8.22	-1,96 -1,83	-4,0 - 2,6	+ 2,5 + 2,5	+ 2,5 + 2,5	12,74 0	-7,6 + 6,29
5.С-з им.Цорупи с.Селище, хоздвор	5	–"–.	3,99	5,66	миним. максим	1.0 0,4	1,0 0,8	8,7 6,77	-3,99 -3,19	- 4,0 -1.6	+ 5 + 5	0 0	13,21 0	-7,6 + 6,98
6 с Селище	6	–"–	4,31	5,34	Миним. максим	1.0 0,4	1,0 0,8	8,7 6,77	-4,31 -4,1	-4.0 - 1,6	+ 5 + 5	0 0	12,89 0	-7.5 + 5,07
7 Кагатное поле совхоза	7	–"–.	?	2,65	миним. максим.	1.0 0,15	1,0 0,6	8,7 4.84	-7,0 -4,2	-4,0 - 0,6	+ 5 + 5	0 о	10,2 0	-7,5 + 5,04

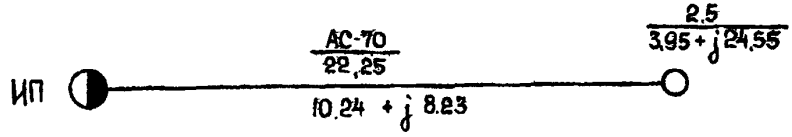
Продолжений табл.П.2.1

1 2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8.с.Андрушки	8	смешан.	6,68	2,97	миним.	1,0	1,0	8.7	-6,68	-4,0	+5	0	10,52	-7,5
					максим.	0,15	0.6	4,84	-4,01	-0,6	+5	0	0	+5,23
9.с.Андрушки, хоздвор	9	двигат.	7,43	2,22	миним.	1,0	0,5	3,88	-3,71	- 4,0	+ 5	0	8,67	-7,5
					максим.	0,2	0,9	7,74	-6,89	- 0,8	+ 5	0	0	+5,05
10.Сахзавод	10	смешан.	7,65	2,0	миним.	1.0	1,0	8,7	-7,65	-4,0	+ 7,5	-2.5	12,05	-7,5
					максим.	0,15	0,6	4,85	-4,59	-0,6	+ 7,5	-2,5	0	+ 7,15
11.с.Андрушки	11	смешан.	7,03	2,62	миним.	1.0	1,0	8,7	-7,03	-4,0	+ 5	0	10,17	-7,5
					максим.	0,15	0,6	4,84	-4,2	- 0,6	+ 5	0	0	+5,04
12.с.Андрушки	12	смешан.	7,09	2,56	миним.	1.0	1,0	8.7	- 7,09	-4,0	+ 7,5	-2,5	12,61	-7,5
					максим.	0,15	0,6	4,84	- 4,25	- 0,6	+ 7,5	-2,5	0	+7,49
13.с.Андрушки	13	двигат.	7,13	2,52	миним.	1,0	0,5	3,88	- 3,58	-4,0	+ 5	0	8,8	-7,5
					максим.	0,2	0,9	7,74	-6,4	-0,8	+ 5,0	0	0	+5,54
14.с.Андрушки, хоздвор № 3	14	смешан.	7,16	2,49	миним.	1.0	1,0	8,7	-7,16	- 4,0	+ 7,5	-2,5	12.54	-7.5
					максим.	0,15	0,6	4,84	- 4,3	- 0,6	+ 7,5	-2,5	0	+7,44
15..с.Андрушки Линия №2	15	смешан.	7,18	2,47	миним.	1,0	1,0	8,7	- 7,18	- 4,0	+ 7,5	-2,5	12,52	-7.5
					максим.	0,15	0,6	4,84	- 4.3	- 0,6	+ 7,5	-2,5	0	+7,44
Линия 2														
16. К-3 им. Орджоникидзе с.Паволочь	48	смешан.	0,3	9,35	миним.	1,0	1.0	8,7	-0,3	-4,0	0	+ 5	11,9	-7,5
					максим.	0,65	0,95	8,22	-0,29	- 2,6	0	+ 5	0	+5,33
17.с. Паволочь	49	смешан.	0,5	9,15	миним.	1.0	1.0	8,7	-0,5	- 4,0	0	+ 5	11,7	-7.5
					максим.	0,65	0,95	8.22	-0.48	-2,6	0	+ 5	0	+5,14
18.с.Паволочь, хоздвор	50	двигат.	1,3	8,35	миним.	1.0	0,5	3,88	-0,65	-4,0	0	+ 5	6,73	-7.5
					максим.	0.3	1.0	8.7	- 1.3	-1,2	0	+ 5	0	+ 6,2
19.Тракторный стан	51	двигат.	1,3	8,35	миним.	1.0	0,5	3.88	-0,65	-4.0	0	+ 5	6,73	-7,5
					максим.	0.3	1,0	8.7	-1.3	-1,2	0	+ 5	0	+ 6,2
20.с.Соколов Брод	52	смешан.	0,8	8,85	миним.	1,0	1.0	8,7	-0,8	4.0	+ 2.5	+ 2.5	13,9	-7.5
					максим.	0,65	0,95	8,22	-0.76	- 2.6	+ 2,5	+ 2,5	0	+7,36
21.о.Соколов Брод	53	смешан.	0,9	8.75	миним.	1,0	1.0	8,7	-0,9	- 4.0	+ 2.5	+ 2.5	13.8	-7.5
					максим.	0,65	0,95	8,22	-0,66	- 2.6	+ 2,5	+ 2,5	0	+7.26
22.с.Соколов Брод	54	смешан.	1	8,65	миним.	1,0	1.0	8,7	-1	- 4.0	+ 2,5	+ 2.5	13,7	-7.5
					максим.	0,65	0,95	8,22	-0,95	- 2.6	+ 2,5	+ 2,5	0	+7,17

Продолжение табл. П.2.1

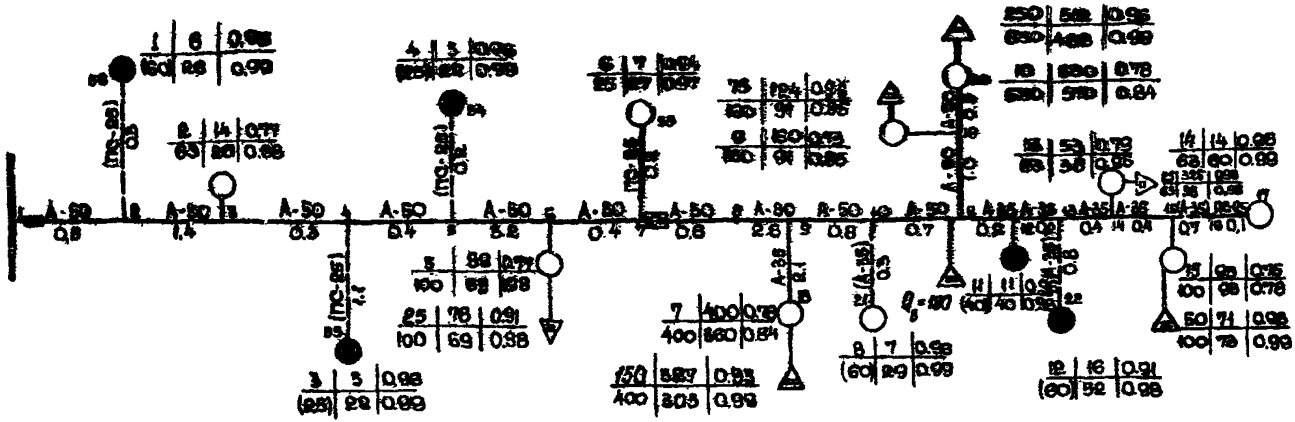
1 2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Линия № 3														
23.Колхоз им. Орджоникидзе с.Паволочь	21	смешан.	0,2	9,45	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	8,7 8,22	-0,2 -0,19	-4,0 -2,6	0 0	+2,5 +2,5	7 0	-2,5[x] +5,43
24.с.Паволочь, галантерейная ф-ка	22	двигат.	1,3	8,35	миним. максим.	1,0 0,3	0,5 1,0	3,88 8,7	-0,65 -1,3	-4,0 -1,2	+0 +0	+ 5 +5	6,73 0	-7,5 +6,2
25.с.Паволочь, Госмельница	24	двигат.	1,4	8,25	миним. максим.	1,0 0,3	0,5 1,0	3,88 8,7	-0,7 -1,4	-4,0 -1,2	+0 +0	+5 +5	6,68 0	-7,5 +6,1
26.с.Паволочь	25	смешан.	0,8	8,85	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	8,7 8,22	-0,8 -0,76	-4,0 -2,6	+2,5 +2,5	+2,5 +2,5	10,6[x] 0	-4,2 +7,36
27.с.Паволочь	23	смешан.	0,5	9,15	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	8,7 8,22	-0,5 -0,48	-4,0 -2,6	0 0	+ 5 + 5	7,3[x] 0	-3,1 +5,14
28.с.Паволочь, хоздвор	26	двигат.	1,6	8,05	миним. максим.	1,0 0,3	0,5 1,0	3,88 8,7	-0,8 -1,6	-4,0 -1,2	0 0	+ 5 + 5	6,58 0	-7,5 +5,9
29.с.Паволочь	26а	смешан.	1,6	8,05	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	8,7 8,22	-1,6 -1,52	-4,0 -2,6	+2,5 +2,5	+2,5 +2,5	10,6[x] 0	-5,0 +6.6
30.с.Паволочь	27	смешан.	1,8	7,85	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	8,7 8,22	-1,8 -1,71	-4,0 -2,6	+2,5 +2,5	+2,5 +2,5	10,4[x] 0	-5,0 +6,41
31.с.Паволочь	28	смешан.	2,3	7,35	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	8,7 8,22	-2,3 -2,18	-4,0 -2,6	+2,5 +2,5	+2,5 +2,5	10[x] 0	-5,1 +5,94
32.с.Паволочь	29	смешан.	0,7	8,95	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	8,7 8,22	-0,7 -0,67	-4,0 -2,6	+2,5 +2,5	+2,5 +2,5	12,2[x] 0	-5,7 +7,45
33.с.Паволочь	30	смешан.	0,8	8,85	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	8,7 8,22	-0,8 -0,76	-4,0 -2,6	+2,5 +2,5	+2,5 +2,5	12,7[x] 0	-5,3 +7,36
34.Колхоз «Дружба» с.Бридок, хоздвор	31	двигат.	2,6	7,05	миним. максим.	1,0 0,3	0,5 1,0	3,88 8,7	-1,3 -2,6	-4,0 -1,2	+2,5 +2,5	+2,5 +2,5	8,58 0	1-7,5 +7,4
35.с.Бридок	32	смешан.	2,6	7,05	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	÷ 8,7 ÷8,22	-2,6 -2,47	-4,0 -2,6	+2,5 +2,5	+2,5 +2,5	12,1 0	-7,8 +5,65
36.с.Бирок	33	смешан.	2,7	6,95	миним. максим.	1,0 0,65	1,0 0,95	-8,7 -8,22	-2,7 -2,56	-4,0 -2,6	+2,5 +2,5	+2,5 +2,5	12,0 0	-7,6 +6,56

x/ Скорректировано по условию работы в послеаварийном режиме.



	Условные обозначения
	Подстанция 110/35/10 кВ, действующая
$\frac{2,5}{3,95+j24,55}$	Подстанция 35/10 кВ Потери напряж. до пст. в В1-35 R+jX, Om
$\frac{\frac{АС-70}{22,25}}{10,24+j8,23}$	Марка и сечение провода Длина В1, км R + jX, Om

Рис. П.2.1 Схема линии 35 кВ



Условные обозначения

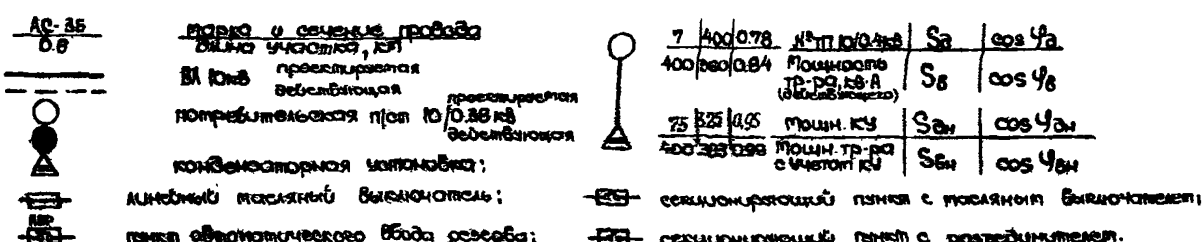
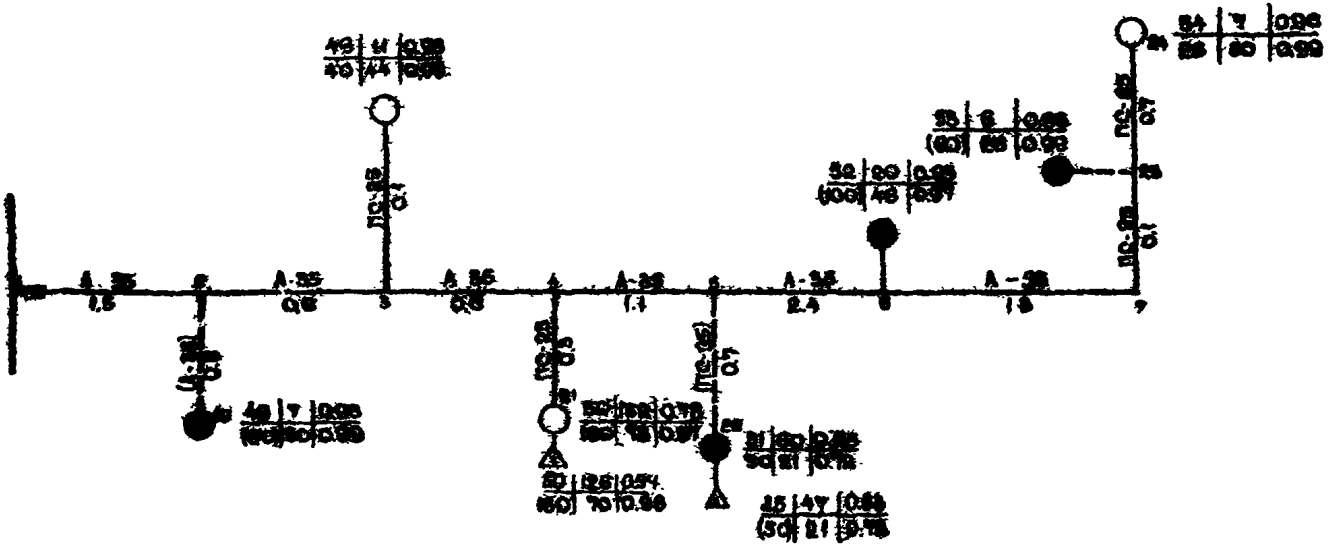


Рис П.2.2 Расчетная схема ВЛ 10 кВ. Линия №1



Примечание:

Условные обозначения см. рис. П.2.2

Рис П.2.3 Расчетная схема линии 2 в нормальном режиме работы

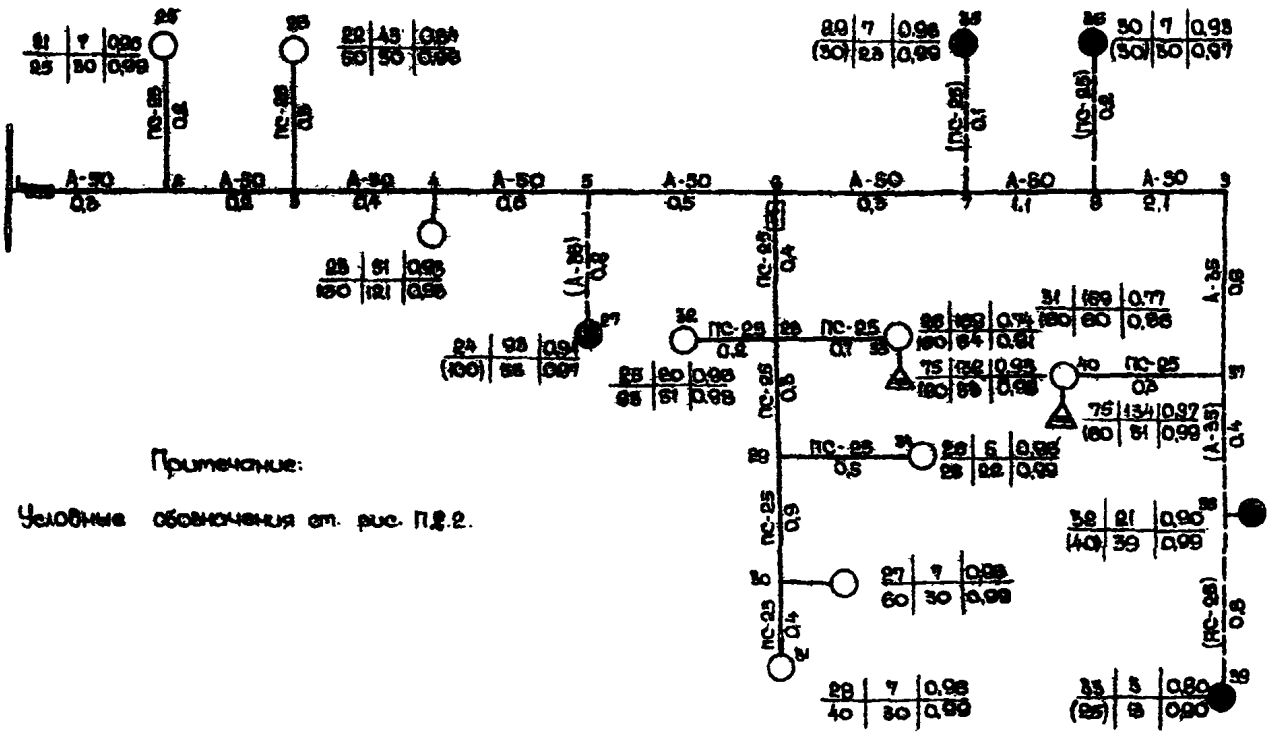


Рис П.2.4 Расчетная схема линии 3 в нормальном режиме работы

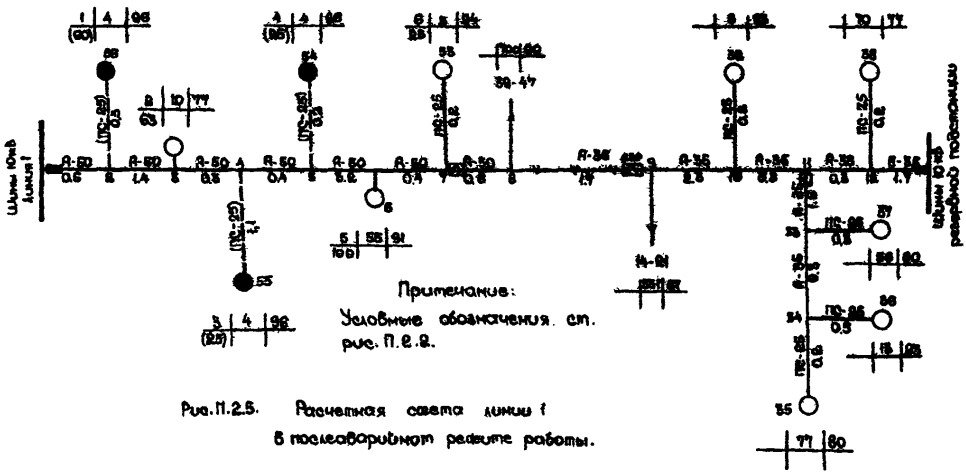


Рис. П.2.5. Расчетная схема линии 1 в послеаварийном ремонтном режиме работы.

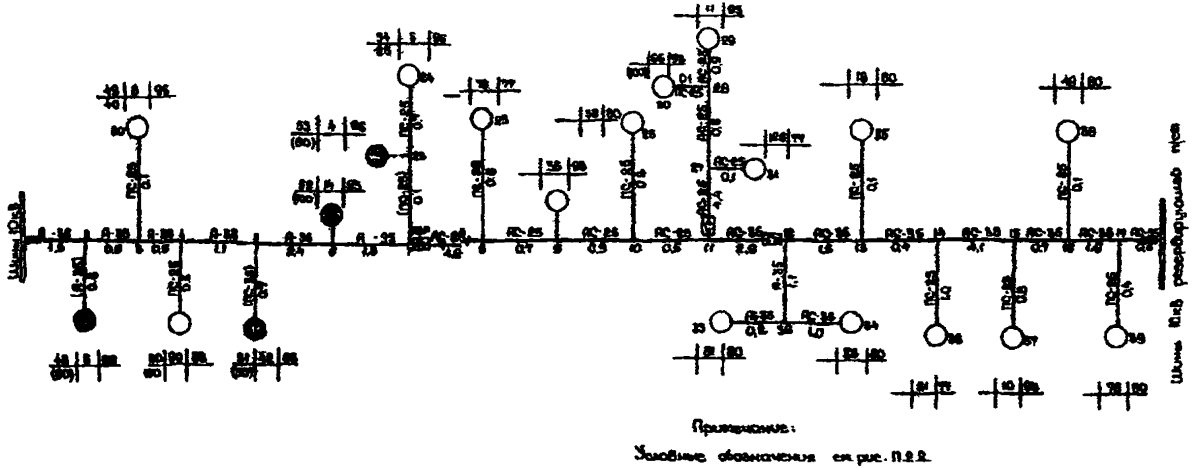


Рис П.2.6 Расчетная схема линии 2 в послеаварийном режиме работы

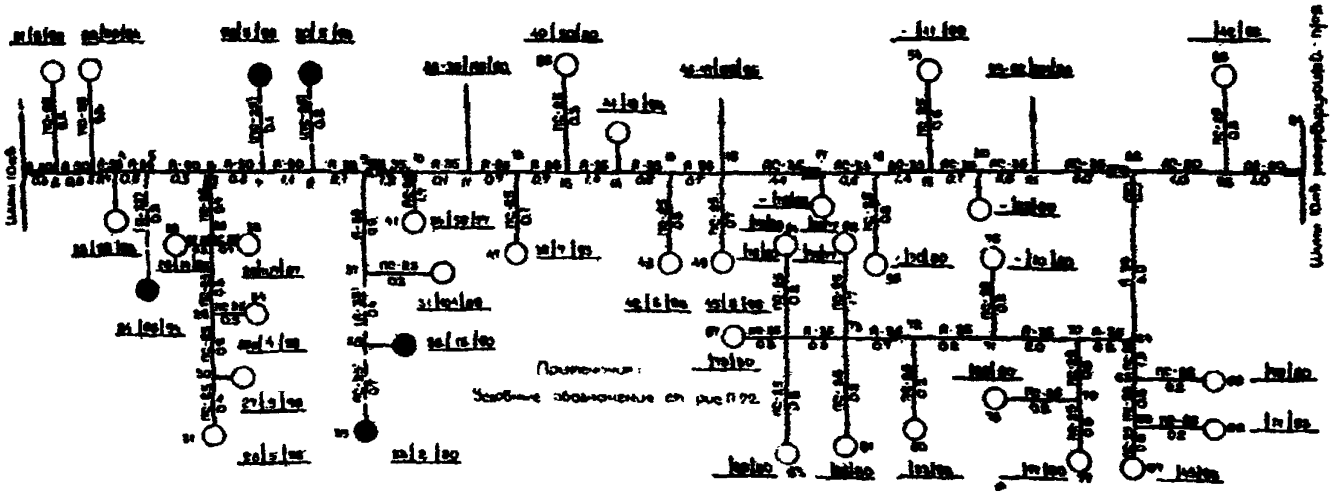


Рис. 7.37. [illegible]

[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Прибор выбора мест установки БК при разработке технорабочего проекта линий 0,38 кВ при наличии технорабочего проекта линии 10 кВ

По данным проекта ВЛ 10 кВ установлено.:

а/ на рассматриваемом ТП допустимые потери напряжения в линиях 0,38 кВ $\Delta U_{нд} = 7{,}5$ %;

б/ суммарная мощность БК 0,38 кВ должна составлять 100 квар.

Установлены нагрузки на вводах к потребителям.

Определяем места установки БК, предусмотренных в проекте ВЛ 10 кВ. В соответствии с п.2.5.3 находим потребителей, у которых выгодна установка БК.

Для рассматриваемого хоздвора это точки 3 и 4, в которых расположены тракторная мастерская и кормоцех. По таблице п.5.13 находим:

для тракторной мастерской при S= 49 кВА, Q_K= 25 квар,

для кормоцеха при S = 56,3 кВА, Q_K = 25 квар,

в обоих случаях БК для внутренней установки.

По таблице п.5.10 подбираем-2 установки типа ЖС-0,38-25-УЗ по 25 квар.

По Формулам (2.1.1), (2.1.2) пересчитываем нагрузки и коэффициенты мощности с учетом установки БК. Результаты расчетов приведены на рис. п.3.1. Рассчитываются нагрузки на участках линий 0,38 кВ и определяется нагрузка подстанции 10/0,38 кВ.

Так как проектом ВЛ 10 кВ предусмотрена установка БК-0,38 кВ суммарной мощностью 100 квар, то на подстанции устанавливается БК мощностью не менее 50 квар. По таблице п.5.10 выбираем Ж-0.38-20У1 и УКТ-0,38-40У1 для наружной установки. Нагрузка подстанции с учетом БК приведена в таблице 3.1.

Выбираем сечения проводов на участках линий. Результаты расчетов приводятся на рис. П.3.1.

Проверяем потери напряжения до наиболее удаленного электроприемника. Результаты расчетов приводятся на рис. п.3.1. Так как в соответствии с (2.5.4)

$$\Delta U_{н} = 6.38\% \le U_{нд} - \Delta U_{пп} = 7{,}5 - 0{,}7 = 6{,}8\%,$$

то замены проводов по условию обеспечения нормированных уровней напряжения не требуется.

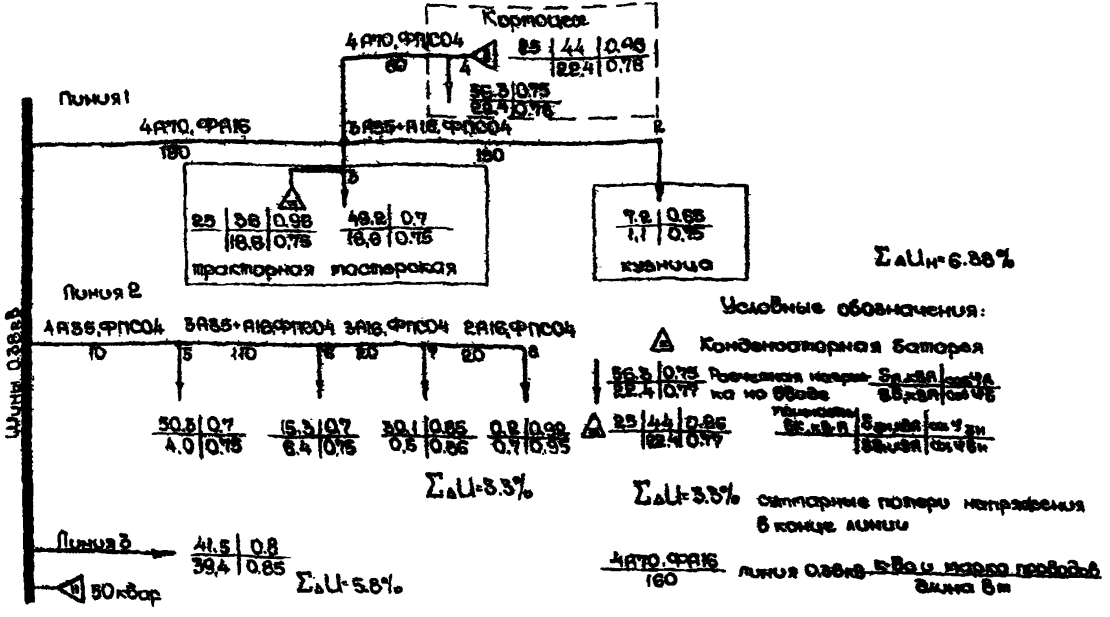


Рис П.3.1 Расчетная схема линий 380/220 В

Таблица п.3.1

Исходные данные и результаты расчета по линиям 0,38 кВ

	$\frac{S_g кВА}{S_e кВА}$	$\frac{\cos\varphi_g}{\cos\varphi_e}$	$Q_н$ квар	$\frac{S_{gн} кВА}{S_{eн} кВА}$	$\frac{\cos\varphi_{gн}}{\cos\varphi_{eн}}$	$\Delta U_н$ %	По проекту ВЛ 10	
							$\frac{S_{gн} кВА}{S_{eн} кВА}$	$\frac{\cos\varphi_{gн}}{\cos\varphi_{eн}}$
Шины	177,8 67,1	0,74 0,81	50	135,3 58,0	0.97 0,99		139 58	0.96 0,96
Л 1	96.3 35,5	0,72 0,71	50	71 35,5	0 96 0,77	6,38		
Л 2	78.7 9,4	0.72 0,75		78 7 9,4	0 72 0,75	3,3		
Л 3	41.5 39,4	0,8 0,85	0	41.5 39,4	0 8 0,85	5,8		

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Пример выбора БК-0,,38 кВ при проектирований внутреннего электроснабжения потребителя.

Для электроснабжения кормоцеха, проект которого разработан Киевским филиалом Укрколхозпроекта, требуется предусмотреть оптимальную компенсацию реактивной мощности в соответствии с п.1.3 "Указаний (РТМ) и уточнить расчетные нагрузки на вводе в кормоцех.

Электроснабжение кормоцеха осуществляется двумя кабельными вводами АПВБ – 3х5 + 1х35 через два распределительных пункта. Предусматривается возможность резервирования линий 0,38 кВ путей ручного переключения на вводной шкафу. Схема электроснабжение электроприемников приводится на рис. П.4.1.

Максимальная расчетная нагрузка распределения СП I:

$$S_{g1}=92,4 \text{ кВА} \quad \cos\varphi_{g1}=0,75;$$

распредпункта СП2:

$$S_{g2}=90,2 \text{ кВА} \quad \cos\varphi_{g2}=0,75;$$

Оптимальные мощности БК-0,38 кВ, устанавливаемых у распредпунктов, определяются по (2.5.1)

$$Q_{н1} = 0,7 \cdot S_{g1} \cdot \sin\varphi_{g1} = 0,7 \cdot 92,4 \cdot 0,66 = 42,7 \text{ квар.}$$

$$Q_{н2}=0,7 - 90,2 - 0,16 = 41,7 \text{ квар.}$$

Тая как мощность БК-0,38 превышает $Q_{н1}$ и $Q_{н2}$ то в соответствии с п. 1.5 и таблицей в.5.10 принимаются комплектные отключаемые конденсаторные

установки типа УКТ-0,38-50УЭ внутренней установки мощностью Q_n 50 квар.

Максимальная расчетная нагрузка с учетом БК-38 кВ определяется по (2.1.1). При этом $\beta = 1$

$$S_{k1} = \sqrt{(S \cdot \cos\varphi)^2 + (S \cdot \sin\varphi - Q_n)^2} = \sqrt{(92,4 \cdot 0,75)^2 + (92,4 \cdot 0,66 - 50)^2} = 70,2 \text{ кВА}$$

$$S_{k2} = \sqrt{(90,2 \cdot 0,75)^2 + (90,2 \cdot 0,66 - 50)^2} = \sqrt{67,65^2 + 9,53^2} = 68,4 \text{ кВА}$$

$$\cos\varphi_{k1} = \frac{S_{g1} \cdot \cos\varphi_{g1}}{S_{k1}} = \frac{92.4 \cdot 0.75}{70.2} = 0.99$$

$$\cos\varphi_{k2} = \frac{S_{g2} \cdot \cos\varphi_{g2}}{S_{k2}} = \frac{90.2 \cdot 0.75}{68.4} = 0.99$$

Конденсаторные установки размещаются в щитовой непосредственно у распределительных пунктов (рис. п.4.2). Для питания КУ используются резервные группы I СП и 2 СП. Выбор уставок предохранителей и сечения проводников производится по номинальному току КУ.

$$I_н = \frac{Q_н}{\sqrt{3}U} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 76 \text{ А}$$

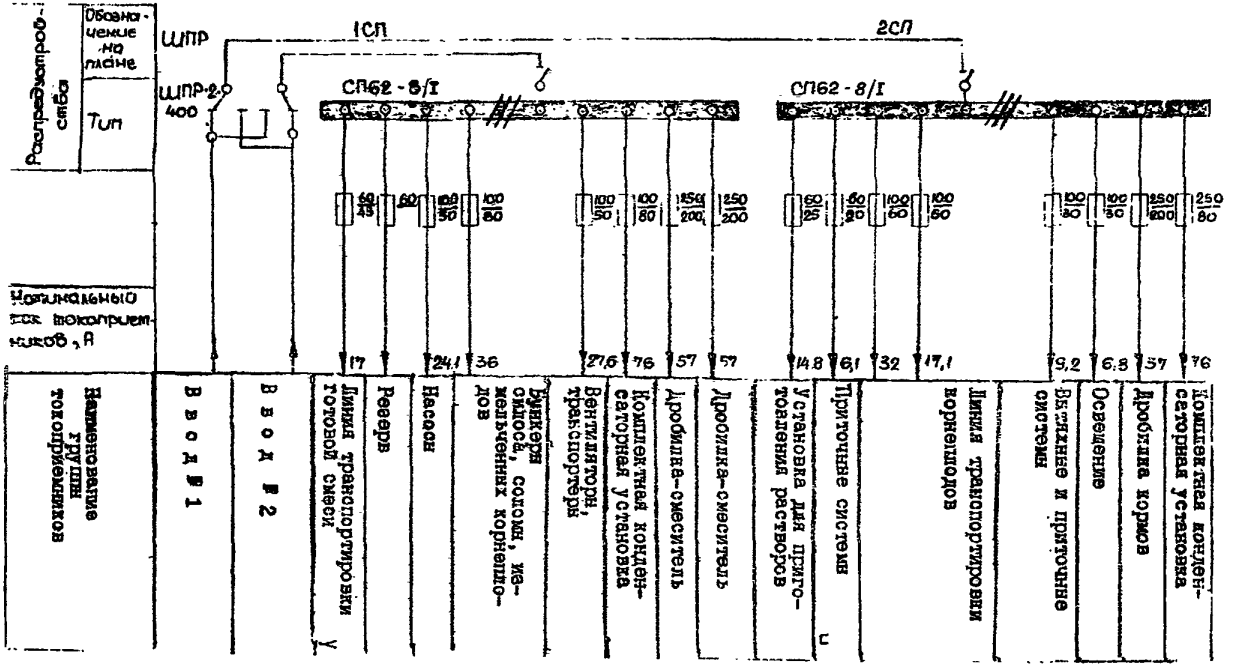


Рис. П.4.1. Принципиальная схема сети 0,38 кА кортоцеха

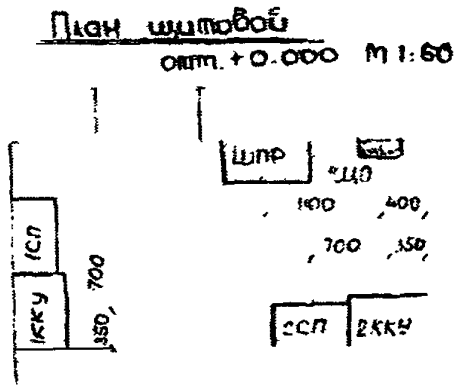
Приложение 5. Справочные таблицы и рисунки.

Таблица п.5.1

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ
трехфазных силовых трехобмоточных трансформаторов мощностью 6300-40000 кВА, 110 кВ

/ГОСТ 12965-67 /

Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений			Напряжение короткого замыкания						Активное сопротивление приведен. к ВН R_1, Ом	Реактивное сопротивление приведенное к ВН x_1, Ом
				Активное ΔU_a			Реактивное ΔU_p				
	ВН	СН	НН		ВН / НН	СН / НН	ВН / СН	ВН / НН	СН / НН		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6300	115	38,5	11	0,95	0,95	0,95	10,45	17,0	5,92	18,60	358,13
10000	115	38,5	11	0,8	0,8	0,8	10,5	17,0	5,96	9,68	278,4
16000	115	38,5	11	0,66	0,66	0,66	10,47	17,0	5,97	4,97	140,9
25000	115	38,5	11	0,58	0,58	0,58	10,5	17,0	5,98	2,79	90,04
40000	115	38,5	11	0,575	0,575	0,575	-	-	-	-	56,07



Перечень шкафов и щитов в щитовой

1	ШПР	Шкаф вводной	ШПР-2-400	1
2	ШО	Щиток осветительный	ОПВ-6	1
3	1СП	Пункт силовой распределительный	СП62 В/1	1
4	2СП	Пункт силовой распределительный	СП62 В/1	1
5	1ККУ	Установка конденсаторная	УКТ-038-50У3	1
6	2 ККУ	Установка конденсаторная	УКТ-038-50У3	1

Рис. П.4.2 Размещение панелей шкафов и щитов в щитовой

Таблица п.5.2

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

трехфазных силовых двухобмоточный трансформаторов
мощностью 2500-40000 кВА, 110 кВ /ГОСТ 12965-67 /

Номинальная мощность,	Сочетание напряжений			Напряжение короткого замыкания, %		Активное сопротивление, приведенное к ВН R_T, Ом	Реактивное сопротивление, приведенное к ВН, x_T, Ом
кВА	ВН	СН	НН	Активное U_a	Реактивное U_p		
1	2	3	4	5	6	7	8
2500	110	—	11	0,68	10,46	42,6	806,4
6300	115	-	11	0,79	10,45	15,4	230,9
10000	115	-	11	0,6	10,5	7,3	139,4
16000	115	-	11	0,53	10,5	4.0	87,04
25000	115	-	10,5	0,48	10,5	2,3	85,6
32000	115	^	10,5	0,45	10,5	1.7	44,06
40000	115	-	10,6	0,437	10,5	1.3	34,6

Таблица и.5.3

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ
Т
Трансформаторов трехфазных силовых масляных трансформаторов
мощностью 1000 до 6300 кВА, до 35 кВ /ГОСТ 11920-73 /

мощность, кВА	Сочетание напряжений		Напряжение короткого замыкания, %		Активное сопротивление, приведенное к ВН R_T, Ом	Реактивное сопротивление, приведенное к ВН, x_T, Ом
	ВН	НН	Активное U_a	Реактивное U_p		
1	2	3	4	5	6	7
1000	35	11,0	1,16	6,40	14,2	78,2
1600	35	11,0	1,03	6,41	7,89	49,09
2500	35	11.0	0,94	6,49	4,6	31,5
4030	35	11.0	0,34	7,45	2,56	23,1
6900	35	11,0	0,74	7,46	1,44	14,18

Примечание: 1. Трансформаторы изготавливаются с ПБВ± 2х2,5% и РПН± 6х1,5% при мощности 1000-6300 квар,
2. Для трансформаторов без РПН низшее напряжение - 10,5 кВ

Таблица и.5.4

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ
трехфазных силовых трансформаторов мощностью 25-630 кВА до 35 кВ включительно /ГОСТ 12022-66/

Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений		Напряжение короткого замыкания, %		Активное сопротивление, приведенное к ВН R_T, Ом	Реактивное сопротивление, приведенное к ВН, x_T, Ом
	ВН	ВН	Активная составляющая U_a	Реактивная U_p		
1	2	3	4	5	6	7
25	10	0,4	2,40	3,81	95,8	152,2
40	10	0,4	2,20	3,93	55	98,1
63	10	0,4	2,13	3,96	37	63,7
100	10	0,4	1,89	4,01	19,7	40,45
	35		1,89	6,21	242	758,8
160	10	0,4	1,66	4,19	10,4	25,9
	35		1,66	6,28	127	481,5
250	10	0,4	1,48	4,25	5,92	16,99
	35		1,48	6,23	72,5	310,1
400	10	0,4	1,38	4,23	3,44	10,71
	35		1,38	6,35	42,2	194,4
630	10	0,4	1,21	5,36	1,83	6,89
	35		1,21		23,5	123,0

Примечание: 1.Трансформаторы 25 и 40 кВА выполняются с переключением без возбуждения /ПБВ/, 63 кВА с ПВБ и РПН при 6 и 10 кВ, остальные трансформаторы с ПБВ и регулированием под нагрузкой /РПН/,ПБВ ±2х2,5%

Таблица д.5.5

Активнее сопротивление проводов из алюминия и его сплавов Ом/км при температуре + 20°С

Марка приводя	Активное сопротивлени е	Марка провода	Активное сопротивление	Марка провода	Активное сопротивление	Марка провода	Активное сопротивление
1	2	3	4	- ь	6	7	8
А-16	1,98Д,8	АО-10	3,12/2,695	АН-16	1,91	Аж-16	2,07
А-25	1,28/1,14	АО-16	3,06/1,772	АН-25	1,29	Аж-25	1,33
А-35	0,92/0,83	АС-25	1,38/1,146	АН-35	0,884	Аж-35	0,960
А-50	0,64Д3,876	АС-35	0,85/0,773	АН-50	0,614	Аж-50	0,665
А-70	0,46/0,413	АС-50	0.65/0,593	АН-70	0,439	А&-70	0,475
А-95	0,34/0,308	АС-70	0,46/0,42	АН-95	0,326	Аж-95	0,353
А-120	0,27/0,246	АС-95	0,33/0,299	АН-120	0,260	Аж-120	0,283
А-150	0)21/0,194	АС-120	0,27/0,245	АН-150	0,206	Аж-150	0,223
		АС-150 АС-185 АС0-240 АС0-300	0,21/0,195 0,17/0,154 0,13/0,118 0,108	АН-185 АН-240 АН-300	0,167 0,128 0,103	Аж-185 Аж-240 Аж-300	0,181 0,139 0,111

Примечание: Сопротивления проводов марок А и АС в числителе соответствуют ГОСТ 839-59, в знаменателе ГОСТ 839-74.

Таблица п.5.6

Активные и внутренние индуктивные сопротивления стальных однопроволочных проводов Ом/км при температуре 20 °С / ГОСТ 8053-56/

Ток,А	ПСО-3		ПСО-3,5		ПСО-4		ПС0-5	
	активное	индуктивное	активное	индуктивной	активное	индуктивное	активное	индуктивное
1	2	Г 3""	4	6	6	7	8	9
1	20,3	3,3	15,4	3,2	11,2	3,1	7,6	3,0
2	21,3	4,7	16,5	4,2	12,7	3,8	8,5	3,5
3	22,9	6,4	17,9	5,5	14,1	4,8	9,7	4,3
4	25,1	3,0	19,6	7,0	15,5	6,2	11,1	5,2
5	26,8	9,1	21,2	8,2	17,0	7.9	12,5	6,8
6	27,5	9,7	22,3	8,8	18,2	8,0	13,7	6,6
7	27,6	9,8	27,6	9,0	18,7	8,2	14,5	6,9
8	27,4	9,8	22,6	9,0	18,8	8,3	15,0	7,1
9	27,1	9,7	22,3	8,9	18,7	8,3	15,2	7,1
10	26,8	9,5	22,0	8,8	18,5	8,2	15,3	7,1
15	25,0	8,5	20,5	8,0	17,2	7,6	14,7	7,0
26	-	-	-	-	15,05	6,5	13,4	6,6
30	-	-	-	-	14,03	6,1	12,8	6,4
35	-	-	-	-	-	-	12,3	6,3

Таблица п.5.7

Активные и внутренние индуктивные сопротивления стальных многопроволочных проводов Ом/км при температуре 20 °С / ГОСТ 5800-51 с изменением 1964 г./

Марка провода	ПВС-35 ПС-35		ПВС-35 ПС-35-63		ПВС-35 ПС-35-51		ПВС-50 ПС-50		ПВС-70 ПС-70		ПВС-95 ПС-95	
	R	X	R	X	R	X	R	X	R	X	R	X
1	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	5,25	0,54	3,96	0,36	3,66	0,33	2,75	0,23	1,70	0,16	1,55	0,08
1,5	5,26	0,55	3,96	0,37	3,66	0,34	2,75	0,23	1,70	0,16	1,55	0,08
2	5,27	0,55	3,96	0,38	3,66	0,35	2,75	0,24	1,70	0,17	1,55	0,08
3	5,28	0,56	3,97	0,39	3,67	0,36	2,75	0,25	1,70	0,17	1,55	0,08
4	5,30	0,59	3,99	0,40	3,69	0,37	2,75	0,25	1,70	0,18	1,55	0,08.
5	5,32	0,63	4,00	0,44	3,70	0,40	2,75	0,26	1,70	0,18	1,55	0,08
6	5,35	0,67	4,02	0,46	3,71	0,42	2,75	0,27	1,70	0,19	1,55	0,08
7	5,37	0,70	4,04	0,49	3,73	0,45	2,75	0,27	1,70	0,19	1,55	0,08
8	5,40	0,77	4,06	0,53	3,75	0,48	2,78	0,28	1,70	0,20	1,55	0,08
9	5,45	0,84	4,08	0,57	3,77	0,51	2,77	0,29	1,70	0,20	1,55	0,08
10	5,50	0,93	4,10	0,62	3,80	0,55	3,78	0,30	1,70	0,21	1,55	0,08
15	5,97	1,33	4,40	0,86	4,02	0,75	2,80	0,35	1,70	0,23	1,55	0,08
20	6,70	1,63	4,80	1,16	4,40	1,04	2,85	0,42	1,72	0,25	1,55	0,09
25	6,97	1,91	5,20	1,45	4,89	1,32	2,95	0,49	1,74	0,27	1,55	0,09

Продолжение **таблицы п.5.7**

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
30	7,10	2,01	5,50	1,66	5,21	1,56	3,10	0,59	1,77	0,30	1.56	0,09
35	7,10	2,06	5,60	1,73	5,36	1,64	3,25	0,69	1,79	0,33	1,56	0,09
40	7,02	2,09	5.65	1,78	5,35	1,69	3,40	0,80	1,83	0,37	1,57	0,10
45	6.92	2,08	5,63	1,80	5,30	1,71	3,52	0,91	1,88	0,41	1,57	0,11
50	6,85	2,07	5,60	1,80	5,23	1,72	3,61	1,00	1,93	0,45	1,53	0,11
60	6,70	2,00	5,45	1,7?	5,13	1,70	3.69	1,10	2,37	0,55	1,58	0,13
70	6,60	1,90	5,30	1,70	5,00	1,64	3,73	1,14	2,21	0,65	1,61	0,15
80	6,50	1,79	5,20	1,68	4,89	1,57	3,70	1,15	2,27	0,70	1,63	0,17
90	6,40	1,73	5,15	1,55	4,78	1.50	3,68	1,14	2,29	0,72	1,67	0,20
100	6,32	1,67	5,05	1,48	4,71	1,43	3,65	1,13	2,33	0,73	1,71	0,33
125	-	-	4,85	1,36	4,60	1,29	3,58	1,04	2,33	0,73	1,83	0,31
150	-	-	4,70	1,34	4,47	1,27	3,50	0,96	2,28	0,73	1,87	0,34
178	-	-	-	-	-	-	3,45	0,94	2,23	0,71	1,89	0,35
200	-	-	-	-	-	-	-	-	2,19	0,69	1,88	0,36

Таблица п.5.8

Индуктивные сопротивления воздушных линий электропередача, Ом/км

Провод	380/220 В	6-10 кВ		35 кВ сельские		ВЛ 35 кВ «Энергосетьпроекта»			110 кВ		
		дерево	Железо-бетон	деревян.	Железо-бетон	Дерево «П»	Железобетон		Дерево «П»	Железобетон	
							Цепь	две цепи		Цепь	две цепи
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
А-16	0,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
А-25	0,35	0,39	0,38	-	-	-	-	-	-	-	-
А-35	0,34	0,38	0,37	0,43	0.39	-	-	-	-	-	-
А-50	0,33	0,37	0,36	0,43	0,38	-	-	-	-	-	-
А-70	0,33	0,36	0,35	0,41	0,37	-	0,41	-	-	-	-
А-95	0,31	0,35	0,34	0,40	0,36	0,42	0,40	-	-	-	-
А-120	0,30	0,34	-	-	-	0,41	0,39	-	-	-	-
АС-16	-	0,40	0,39	-	-	-	-	-	-	-	-
АС-25	-	0,39	0,38	-	0,40	-	-	-	-	-	-
АС-35	-	0,37	0,37	0,42	0,39	-	-	-	-	-	-
АС-50	-	0,36	0,35	0,41	0,38	0,43	-	-	-	-	-
АС-70	-	-	-	0,40	0,37	0,42	0,40	-	0,44	-	-
АС-96	-	-	-	-	-	0,41	0,39	0,41	0,43	-	-
АС-120	-	-	-	-	-	0,41	0,39	0,41	0,42	0,42	0,42

Продолжение таблицы п.5.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
АС-150	-	-	-	-	-	0,40	0,36	0,40	0,42	0,41	0,41
АС-185	-	-	-	-	-	-	-	-	0,41	0,40	0,40
АСО-240	-	-	-	-	-	-		-	-	0,40	0,40
АСО-300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,39	0,39
ПС-25	0,36	0,40	0,39	-	-	-	-	-	-	-	-
ПСО-5	0,36	0,41	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица П.5.9

Сопротивление кабелей напряжением 6-20 кВ, Ом/км

Сечение жил, мм^2	Активное		Индуктивное		
	Алюминий	медь	6 кВ	10 кВ	20 кВ
1	3	3	4	5	6
10	3,1	1,840	0,11	0,12	-
16	1,94	1,15	0,10	0,11	-
25	1,34	0,74	0,09	0,10	0,14
35	0,89	0,52	0,09	0,10	0,13
50	0,62	0,37	0,08	0,09	0,12
70	0,44	0,26	0,33	0,09	0,12
95	0,33	0,19	0,08	0,08	0,11
120	0,26	0,15	0,08	0,08	0,11
150	0,21	0,12	0,07	0,08	0,10
185	0,2?	0,10	0,07	0,08	0,10
240	0,13	0,08	0,07	0,08	0,10
300	0,11	0,07	0,07	0,07	-

Таблица П.5.10

Основные технико-экономические показатели комплектных конденсаторных установок 0,38 кВ

Тип установки	ГОСТ, ОСТ, ТУ	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, квар	Исполнение	Параметр регулир. БК	Цена установки, руб	Расчетная стоимость	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
А. Освоенные производственное								
УК-0,38-75У3	ТУ16.527.199-74	0,38	75	внутренней установки	-	571	638	
УК-0.38-54У3	ТУ16.527.151-71	0,38	54	"	-	304	340	
УК-0,38-72У3	-"-	0,38	72	"	-	406	464	
УК-0,38-108У3	-"-	0,38	108	"	-	561	627	
УКП(Л)Н-0,38-108-36У3	ТУ16.530.213-77	0,38	108	"	напряжение сети	1500	1677	
УКТ-0.38-108У3	-"-	0,38	138	"	ток нагрузки	930	1040	
УКШ-0,38-_100-50У3	ТУ16.530.209-77	0,38		"	напряжение сети	880	984	
УКБН-0,38-150У3	ТУ16.530.211-77	0,38	150	"	ток нагрузки	905	1012	
УКТ-0,38-150У3	ТУ 16.527.169-74	0.38	150	"	-	1080	1207	
В. Подлежащие освоению до 1980 года								
УКТ-0,38-25У3		0,38	25	внутренней установки	ток нагрузки	-	-	

Продолжение таблицы П.5.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
УКТ-0,38-50УЗ		0,38	50	внутренней установки	ток нагрузки			
УКТ-0,38-20У1		0,88	20	Наружной установки	ток нагрузки	-	-	
УКТ-0,38-40У1		0,38	40	-"-	-"-	-	-	
УКТ-о,38-80У1		0,38	80	-"-	-"-	-	-	

Таблица П.5.11

Основные технико-экономические показатели комплектных конденсаторных установок 6-10 кВ

Тип установки	ГОСТ, ОСТ, ТУ	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, квар	Исполнение	Параметр регулир. БК	Цена установки, руб	Расчетная стоимость	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
А. Освоенные производством								
УКС-10,5-75У1	ТУ16,530.168-74	10,5	75	столбовая	-	340	2202	
УКС-10,5-90У1	-"-	10,5	90	-"-	-	415	2289	
УКС-10,5-170У1	-"-	10,5	180	-"-	-	615	2510	
УК-10,5-400У1	ТУ16,530.206-77	10,5	400	Наружной установки	-	1706	3147	
УК-10,5-3004(Л)У3	ТУ16.530.207-77	10,5	300	внутренней установки	-	1445	2945	
УКС-6,3-75У1	ТУ16.630.168-74	6,3	75	наружной установки	-	325	2185	
УКС-6,3-180У1	-"-	6,3	180	столбовая		595	2488	
УКМ-6,3-400У1	ТУ16.530.206-77	6,3	400	наружной установки	-	1714	3166	
УК-6,3-300(Л)У3	ТУ16.530.207-77	6,3	300	внутренней установки	-	1445	2935	

Продолжение таблицы П.5.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Б. Подлежащие освоению до 1980 года								
УКТ-6,3-(10,5)-225У1		6,3(10,5)	225	наружной установки	ток нагрузки			
УКТ-6,3-(10,5)-450У1		6,3(10,5)	450	-"-	-"-			
УКТ-6,3-(10,5)-675У1		6,3(10,5)	675	-"-	-"-	еки		
УКТ-6,3-(10,5)-900У1		6,3(10,5)	900	-"-	-"-			
УКТ-6,3-(10,5)-1350У1		6,3(10,5)	1350	-"-	-"-			
В. Конденсаторы для продольно-ёмкостной компенсации								
КСП-0,66-40У1	ТУ18.527.204-74	0,66	40	наружной установки	-	168		ёмкость 92 мкФ
КСП-1,05-75У1	ТУ18.527.227-75	1,05	75	-"-	-	222		-"- 216 мкФ
КСПК-1,05-120У1	ТУ16.527.228-75	1,05	120	-"-	-	288		-"- 346 мкФ

Таблица П.5.12

Основана технические данные и экономические показатели линейных регулировочных автотрансформаторов

Тип автотрансформатора	Номинальное напряжение, кВ	Стоимость трансформатора, в тыс. руб.	
		автотрансформатора	Расчетн. вместе с установ.
1	2	3	4
ЛТМ-400/10	10	0,9	2,5
ЛТМ-630/10	10	1.3	3,5
ЛТМ-1600/10	10	8	18,0

Примечание: стоимостные показатели приведены в соответствии с РУМ-5,1972 г.

Таблица П.5.13

Рекомендуемые БК-0,38 кВ для некоторых сельскохозяйственных потребителей

№ Пп	Наименование помещений	Максимальная нагрузка на вводе ,кВА	Рекомендуемая мощность БК квар.	Исполнение БК для установки
1	2	3	4	5
1	Коровник	60-118	25	
2	Свинарник	119-177 60-118 119-177	50 25 50	внутреннее наружное
3	Кормоцех	48-95 96-143	25 50	Внутреннее
4	Мастерская по обслуживанию сельскохозяйственной техники	47-94 95-141 142-212	25 50 75	Внутреннее

Продолжение таблицы П.5.13

1	2	3	4	5
5	Лесопильный цех о пилорамой	35-69 70-103	25 50	наружное
6	Плотницкая, столярный цех, кузница	47-93 94-142	25 50	внутреннее
7	Эл. сварочная	42-84 85-126	25 50	внутреннее
8	Консервный цех	55-109 110-163	25 50	внутреннее
9	Мельница, маслобойка	83-165 166-249	25 50	внутреннее
10	Зернохранилище	50-99 100-149	25 50	внутреннее
11	Зерноток, зерносушилка	88-175 176-263	25 50	наружное
12	хмелесушилка	54-107 108-163	25 50	наружное
13	Пункт приготовления травяной мука	95-189 190-283	25 50	наружное
14	Котельная	66-132 133-196	25 50	внутреннее
15	Оросительная установка	83-165 166-249 250-331 332-414 415-499 500-579 580-663 664-834	25 50 75 100 125 150 175 200	при наличии закрытой насосной внутреннее
16	Школа	119-237 238-335	25 50	внутреннее

Таблица П.5.14

Величина коэффициентов "a" и "b, соответствующих максимальному и минимальному уровням напряжения у электроприемников , для сельскохозяйственных подстанций 35-110 кВ со смешанной нагрузкой

Величина ΔU_c %		Уровень напряжения у потребителей	Коэффициент нагрузки			
			смешанной		производственной	
От	до		*a*	*b*	*a*	*b*
1	2	3	4	5	6	7
- 5	0	минимальный максимальный	1,0 0,2	1,0 0,1	0,75 0,2	1,0 0,15
0 +1,25	+1,25 + 4,00	минимальный максимальный минимальный максимальный	1,0 0,45 1,0 0,6	1,0 0,1 1,0 0,15	0,5 0,75 0,5 0,9	1,0 0,15 1,0 0,2
+4,00	+ 5,00	минимальный максимальный	1,0 0,6	1,0 0,15	0,5 1,0	1,0 0,3
+5	6,0	Минимальный максимальный	1,0 0,8	1,0 0,4	0,5 1	1,0 0,3
+6,60	+ 10,0	Минимальный максимальный	1,0 0,95	1,0 0,65	0,5 1,0	1,0 0,3

таблица П.5.15

Величина коэффициентов "а" и "b", соответствующих Максимальному и минимальному уровням напряжения у электроприемников, для сельскохозяйственных подстанций 35-110 кВ с преобладающей производственной нагрузкой /более 75 % /

Величина с		Уровень напряжения у электроприемников	Коэффициенты		при нагрузке	
			смешанной		производственной	
от	до		a	b	a	b
1	2	3	4	5	6	7
менее	-3,9	минимальный максимальный	1,0 0,14	0,81 0,13	1,0 0,10	1,0 0,13
- 3,9	+ 0,6	минимальный. максимальный	0,2 0,14	1,0 0,13	1,0 1 0,10	1,0 0,13
+ 0,6	+ 1,78	минимальный максимальный	0,2 0,2	1,0 0,14	1,0 0,10	1,0 0,13
+ 1,75	+ 2,6	минимальный максимальный	0,2 0,2	1,0 0,14	1,0 0,10	1,0 0,13
+ 2,6	+ 4,28	минимальный максимальный	0,3 0,72	1,0 0,39	1,10 0,10	1,0 0,13
+ 4,25	+ 4,5	минимальный максимальный	0,2 0,72	1,0 0,39	1,0 0,64	1,0 0,64
+ 4,5	+ 6,5	минимальный максимальный	0,2 0,72	1,0 0,39	1,0 1,0	1,0 1,0
+ 6,5	белее	минимальный максимальный	0,2 1,0	1,0 0,8	1,0 1,0	1,0 1,0

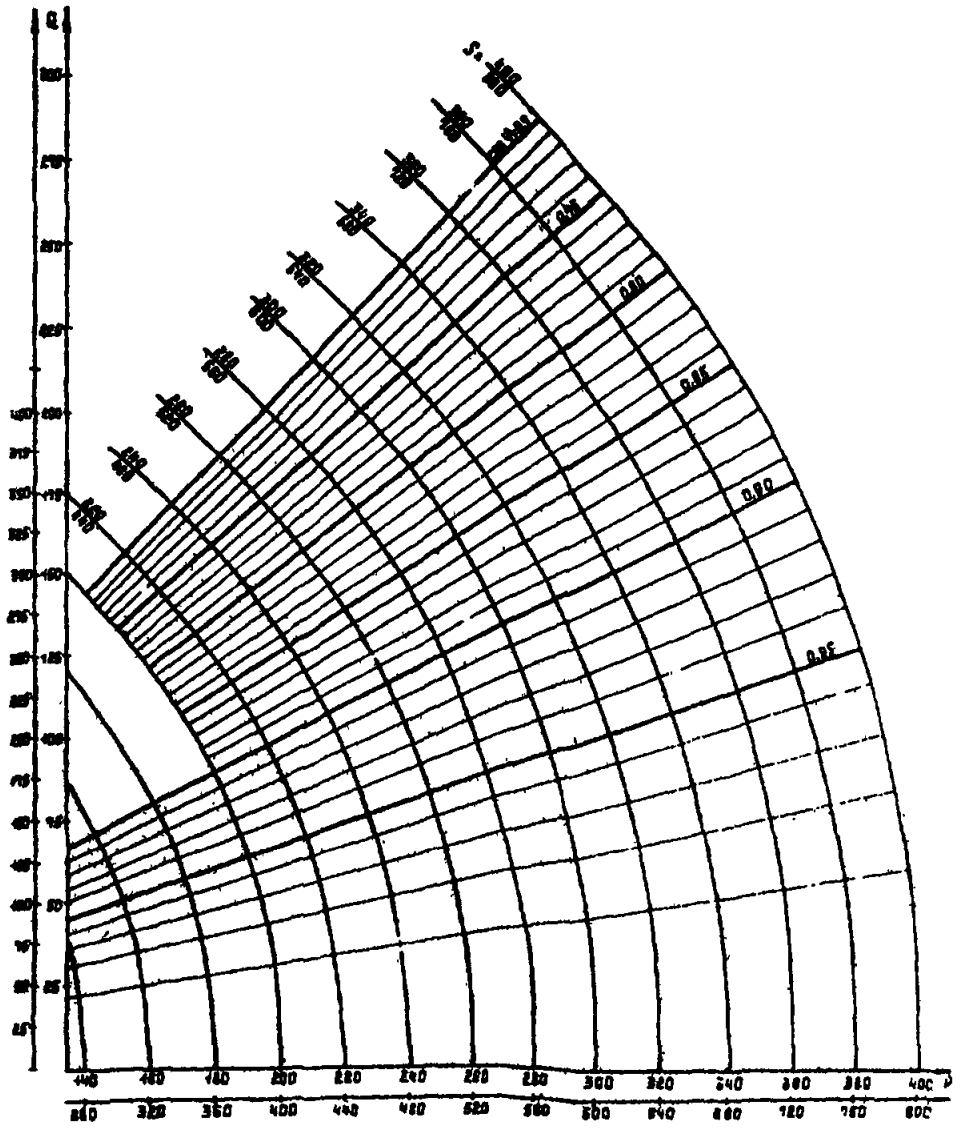


Рис. П.5.3 Номограмма для выбора мощности БК 0,38 кВ при S от 200÷800 кВА

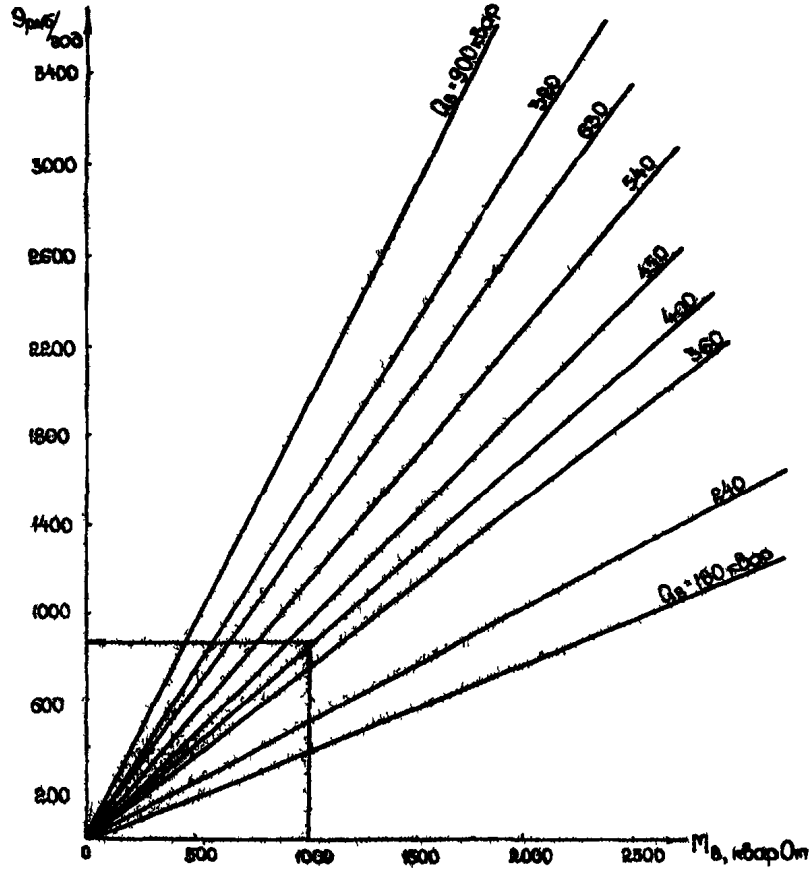


Рис. П.5.4 Номограмма для выбора мощности БК 10 кВ

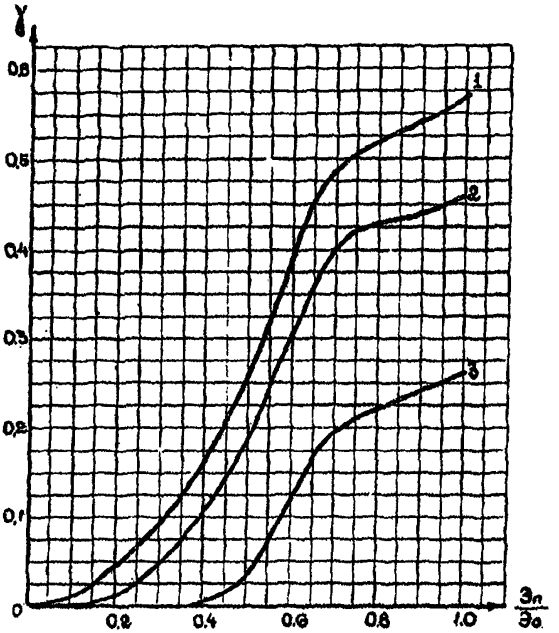


Рис. П.5.5 Зависимость коэффициента γ от соотношения $\frac{Э_п}{Э_о}$ при доле расхода электроэнергии на тепловые процессы сельскохозяйственного производства η

1- до 10%, 2 – от 10% до 20%, 3 – от 20% до 40%

$Э_п$ – потребление электроэнергии сельскохозяйственным производством в 1980 г без крупных телиоративных систем;

$Э_0$ – общее потребление электроэнергии сельскохозяйственным производством в 1980 г без крупных телиоративных систем;

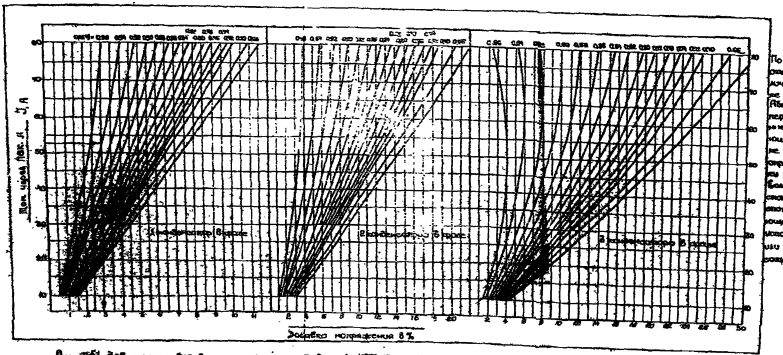


Рис. 7.61. Зависимость добавки напряжения, создаваемой УПК-10 с конденсаторами КСП-0,66-40, от тока, протекающего через ПЕК, при разных значениях $\cos\varphi$.

По оси ординат откладывается величина тока в точке установки ПЕК. Абсцисса точки пересечения с линией, соответствующей $\cos\varphi$ в точке установки ПЕК определяет добавку напряжения 8%. Если добавка недостаточна, определяется соответствующая добавка при установке двух или трех конденсаторов в фазе.

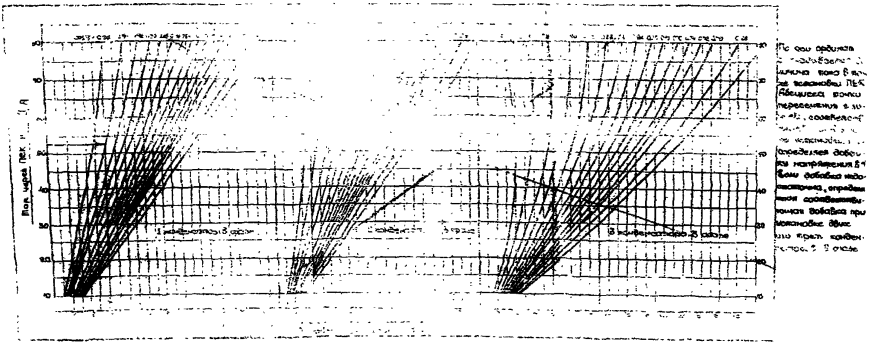


Рис. П.51. Зависимость добавки напряжения, [illegible] КСП [illegible] тока, [illegible] через ПВК при [illegible]

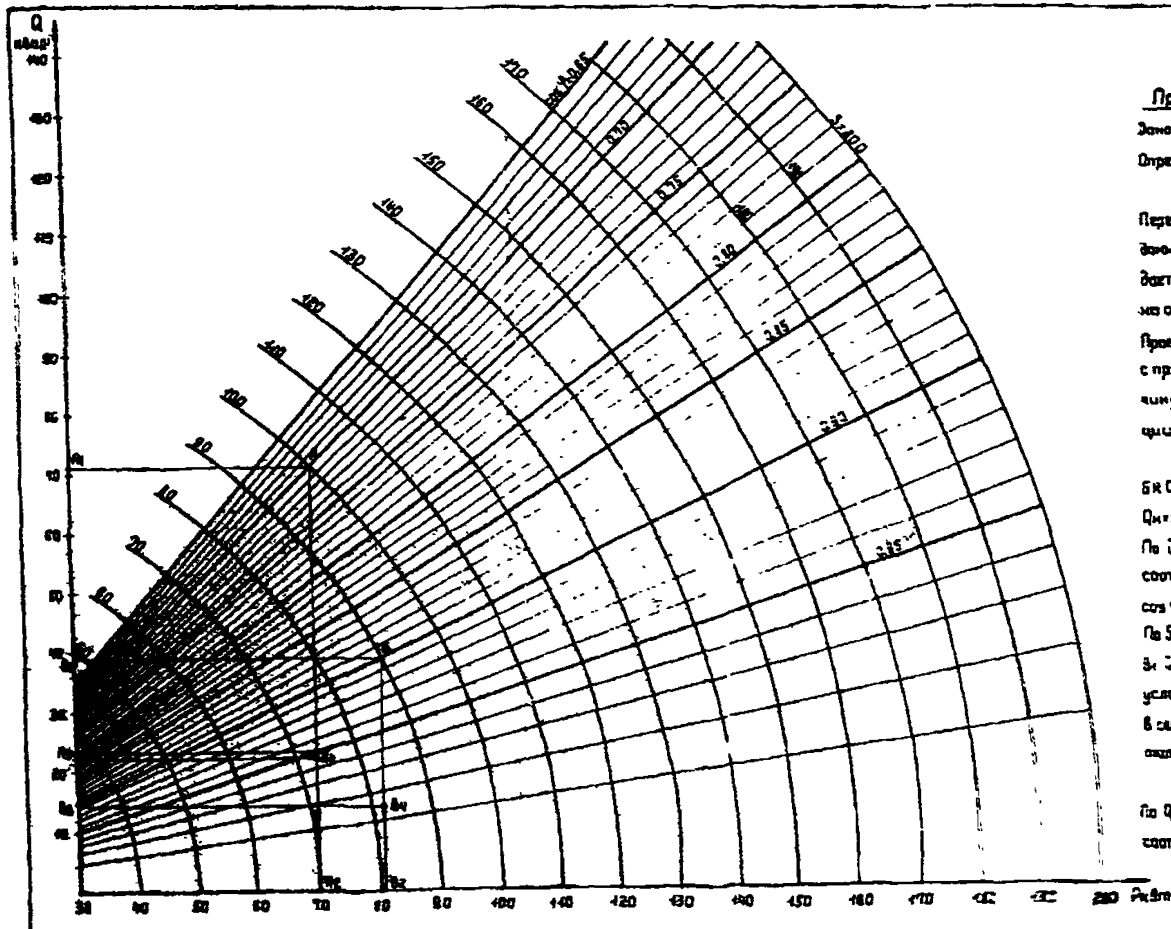


Рис.0.52 Номограмма для выбора мощности БК 0,38 кВ при S эт 0÷400 кВА

Пример пользования номограммой.

Дано: $S_р$=400кВА, $\cos\varphi_р$=0,9; $S_н$=90кВА, $\cos\varphi_н$=0,9

Определить: $Q_н$, $S_{эн}$, $S_{бн}$, $\cos\varphi_{эн}$, $\cos\varphi_{бн}$

Пересечение кривой S=400кВА и прямой $\cos\varphi$=0,9 дает точку А. Проекция точки А на ось Q (Ар) дает величину реактивной нагрузки $Q_р$=72квар, на ось P($R_э$) – активную нагрузку $P_р$

Проекция точки пересечения прямой ОАс с прямой $\cos\varphi$=0,95 на ось Q($R_э$) дает величину реактивной нагрузки при компенсации $Q_{эн}$=23квар

$$Q_н = Q_р - Q_{эн} = 72 - 23 = 49 \text{ квар}$$

БК 0,38кВ принимаем по таблице 0.5.40

$Q_н$=50квар Ближайшее $Q_{эн}$=72-50=22квар

По $Q_{эн}$ и прямой $AR_э$ находим точку $A_н$ и соответствующие ей значения $S_{эн}$= 73кВА, $\cos\varphi_{эн}$=0,95

По $S_{бн}$ и $\cos\varphi_б$ находим точку Б. Для определения $S_{бн}$=39кВА в вечерний максимум по условию недопустимости перекомпенсации в сетях 0,38кВ принимается на всех $Q_н$, а оставшаяся одна ступень БК, где $Q_н$=25квар

$$Q_{бн} = 59 - 25 = 49 \text{ квар}$$

По $Q_{бн}$ и прямой $БR_э$ находим точку $B_н$ и соответствующие ей значения

$S_{бн}$ = 82кВА, $\cos\varphi_{бн}$ = 0,91

gost.e-ecolog.ru