

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**РИЯНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РАДИОТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. В.Ф. УТКИНА**

**РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ**  
**УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ**  
**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Методические указания  
к курсовой работе

УДК 621.31

Расчет параметров устройств релейной защиты электроэнергетической системы: методические указания к курсовой работе/Рязан. гос. радиотехн. ун-т им. В.Ф. Уткина; сост. А.А. Фефелов; под ред. С.А. Круглова. – Рязань, 2020. – 64 с.

Содержат указания по расчету параметров токовых отсечек и устройств автоматического повторного включения.

Предназначены для студентов специальности 13.03.02.

Табл. 17. Ил. 10. Библиогр.: 12 назв.

*Релейная защита, токовая отсечка, АПВ, уставка, токи КЗ, коэффициент спроса, коэффициент использования максимума нагрузки*

Печатается по решению редакционно-издательского совета Рязанского государственного радиотехнического университета.

Рецензент: кафедра «Промышленная электроника» РГРТУ  
(зав. кафедрой канд. техн. наук, доц. С.А. Круглов)

2

Расчет параметров  
устройств релейной защиты  
электроэнергетической системы

Составитель Ф е ф е л о в Андрей Анатольевич

Редактор Р.К. Мангутова

Корректор С.В. Макушина

Подписано в печать 29.07.20. Формат бумаги 60 × 84 1/16.

Бумага писчая. Печать трафаретная. Усл. печ. л. 4,0.

Тираж 30 экз. Заказ

Рязанский государственный радиотехнический университет.

390005, Рязань, Гагарина 59/1.

Редакционно-издательский центр РГРТУ.

## Введение

Электроэнергетические системы и сети являются важнейшей составляющей инфраструктуры любого промышленно развитого государства, обеспечивая функционирование всех без исключения сфер деятельности общества. Плановое развитие систем электроснабжения в нашей стране, начавшееся еще в 20-х годах прошлого века, привело к возникновению единой электроэнергетической системы (ЕЭС), охватывающей в настоящее время большую часть территории РФ. Объединение энергосистем отдельных регионов в единый электроэнергетический комплекс в целом обеспечило значительное повышение надежности и экономической эффективности электроэнергетической отрасли, поставив одновременно задачу организации эффективного управления этой сложной системой. В вопросе организации управления ЕЭС можно выделить ряд направлений в соответствии с возможными режимами работы (нормальный, аварийный и послеаварийный), различающихся составом и методами решения возникающих задач. Высокая сложность электроэнергетических систем, обусловленная как большим количеством и сложной взаимосвязью параметров, определяющих работу энергосистемы, так и требованием быстрого реагирования на изменения этих параметров (в частности, при возникновении аварийных ситуаций), диктует необходимость возможно более полной автоматизации процессов, сопровождающих решение задач текущего управления состоянием энергосистемы и прогнозирования его дальнейшего развития.

Аварийный режим работы энергосистемы характеризуется значительным отклонением рабочих параметров (прежде всего, напряжений, частоты и токов) от нормальных (для токов) или номинальных (для напряжений и частоты) значений, следствием чего является переход основных элементов энергосистемы (источников генерации электроэнергии, подстанций линий электропередачи и потребителей) в состояние, приводящее в случае отсутствия реакции аварийную ситуацию практически к гарантированному их повреждению. В связи с этим одним из важнейших этапов автоматизации электроэнергетической системы была и остается установка устройств релейной защиты, обеспечиваю-

щих необходимое время реакции энергосистемы на возникновение аварийной ситуации, локализацию и изоляцию поврежденного участка без участия обслуживающего персонала.

К основным устройствам релейной защиты, обеспечивающим автоматическую реакцию энергосистемы на возникновение аварийной ситуации, относятся:

1) токовые защиты (максимальные токовые защиты – МТЗ и токовые отсечки – ТО), реагирующие на повышение тока выше установленного значения (уставки) и выполняющие автоматическое отключение питания линии электропередачи при возникновении в ней токов короткого замыкания (КЗ);

2) устройства автоматического повторного включения – УАПВ, выполняющие включение линий под напряжение после устранения повреждений;

3) устройства автоматического ввода резерва – УАВР, обеспечивающие переключение потребителей на резервные линии или источники электропитания;

4) устройства автоматической частотной разгрузки – УАЧР, выполняющие ввод в работу дополнительных генерирующих мощностей и (или) отключение части потребителей с целью стабилизации и возвращения в диапазон допустимых значений частоты питающего напряжения.

Короткие замыкания воздушных линий (ВЛ) электропередачи являются одной из наиболее частых причин возникновения аварийных ситуаций в электроэнергетических системах. Для таких повреждений характерны глубокое снижение напряжения и возникновение токов КЗ, значительно превосходящих величины токов, предельно допускаемых конструкцией элементов энергосистемы. В таких случаях автоматика энергосистемы должна выполнить следующий основной комплекс действий:

1) со стороны токовых защит - быстрое отключение поврежденного участка ВЛ от напряжения, что позволяет избежать разрушительных последствий воздействия токов КЗ либо свести их к минимуму;

2) со стороны АПВ - попытка включения ВЛ под напряжение с целью скорейшего восстановления электроснабжения потребителей.

Для обеспечения корректной работы токовых защит и устройств АПВ необходимо:

1) оценить величины токов КЗ, возникающих в различных точках рассматриваемой энергосистемы, что позволяет правильно подобрать трансформаторы тока и характеристики токовых реле, подающих команды на выключение выключателей;

2) ориентируясь на время срабатывания приводов выключателей, определить время срабатывания и время возврата в исходное состояние устройств АПВ.

В настоящих методических указаниях к курсовой работе (КР) рассматриваются методы расчета параметров устройств релейной защиты и автоматики (токовых отсечек и АПВ), предназначенных для установки на линиях 35 и 10 кВ простейшей модели электроэнергетической системы, представленной на рис. 1. Различные варианты схем предлагаемой для анализа системы электроснабжения приведены в приложении 1. Задаaniem на КР предусматривается:

1) выполнение расчета мощностей, проходящих через участки ВЛ;

2) выбор проводников, обеспечивающих требуемую пропускную способность ВЛ;

3) расчет токов КЗ на подстанциях (ПС) 35/10 кВ, трансформаторных подстанциях (ТП) 10/0,4 и на вводах потребителей;

4) выбор трансформаторов тока, токовых реле, определение уставок токовых реле, построение графиков, показывающих протяженность зоны действия токовой отсечки;

5) расчет уставок времени срабатывания и возврата АПВ.

Примерный вариант задания на КР приведен в приложении 2.

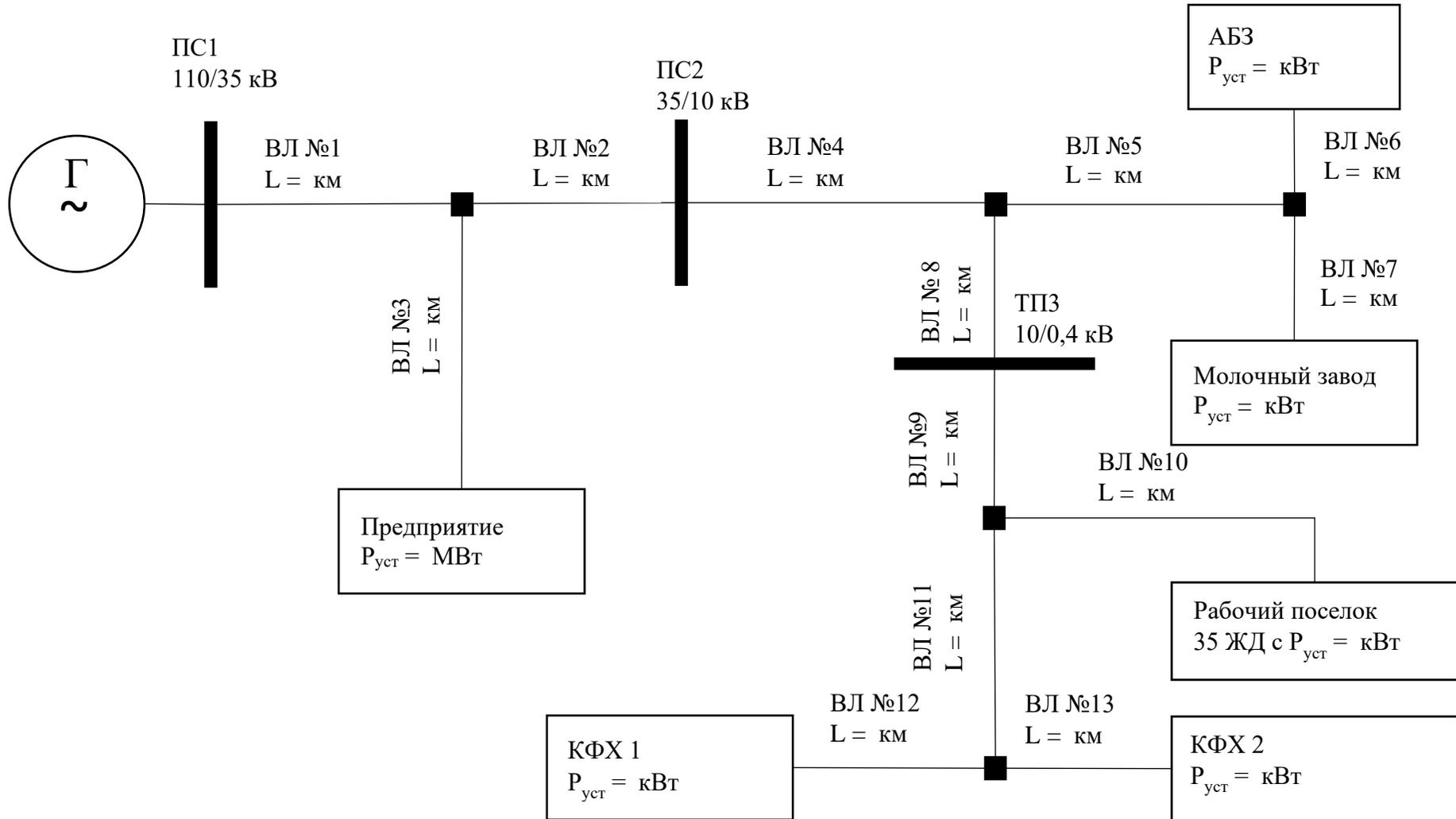


Рисунок 1 – Модель схемы электроснабжения (типовой вариант)

## 1. Расчет мощностей на участках сети. Выбор проводников

Перед выполнением расчета мощности, проходящей через данный участок сети, предварительно следует определить перечень потребителей (нагрузок), электроснабжение которых осуществляется через этот участок.

### 1.1. Расчет мощностей на участках сетей 0,4-110 кВ

#### сельскохозяйственного назначения

1. На основе сформированного перечня потребителей производим их группировку по типам (типы потребителей указаны в табл. 1 – 3).

2. Выполняем расчет мощности, потребляемой каждой группой потребителей. При выполнении условия [1]

$$\frac{\text{Max}\{P_i\}_{i=1,\overline{N}}}{\text{Min}\{P_i\}_{i=1,\overline{N}}} \leq 4, \quad (1)$$

где  $P_i$  - мощность нагрузки  $i$ -го потребителя группы,  $N$  – количество потребителей в группе, расчет мощности выполняем по формуле

$$P_p = K_0 \sum_{i=1}^N P_i, \quad (2)$$

где  $K_0$  - коэффициент одновременности, определяемый по табл. 1 – 3.

Если условие (1) не выполняется, то:

1) производим разделение потребителей рассматриваемой группы на подгруппы таким образом, чтобы в пределах каждой подгруппы условие (1) выполнялось;

2) по формуле (2) выполняем расчет мощности для каждой подгруппы потребителей;

3) выполняем суммирование электрических нагрузок отдельных подгрупп потребителей: в сетях 0,4 кВ - по [1, табл. 4.7]; в сетях 6-35 кВ – по [1, табл. 4.8].

**Таблица 1 – Коэффициент одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ**

Наименование потребителей	Количество потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	≥500
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе до 2 кВт	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,4	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе свыше 2 кВт	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

**Таблица 2 – Коэффициент одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 6-20 кВ**

Количество ТП	2	3	5	10	20	≥25
Коэффициент $K_0$	0,9	0,85	0,8	0,75	0,70	0,65

**Таблица 3 – Коэффициент одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 35-110 кВ**

Количество подстанций 110-35/10 кВ или линий 35, 110 кВ	2	3	≥4
Коэффициент $K_0$	0,97	0,95	0,9

## 1.2. Расчет мощностей на участках городских распределительных сетей

### 1.2.1. Расчет мощностей на участках городских распределительных сетей до 1 кВ

Расчет электрической мощности на участках сети напряжением до 1 кВ в условиях городской застройки выполняется по формуле [2]

$$P_p = P_{\max} + \sum_{i=1}^{N-1} k_{yi} P_i, \quad (3)$$

$P_{\max}$  - максимальная расчетная нагрузка, питаемая от данного участка линии,  $P_i$  - нагрузки остальных потребителей, питаемых от данного участка линии,  $k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме электрической нагрузки, определяемый по табл. 4.

**Таблица 4 – Значения коэффициента  $k_u$  участия в максимуме электрической нагрузки для различных групп потребителей**

Наименование зданий (помещений) с наибольшей расчетной нагрузкой	Жилые дома		Предприятия общественного питания		Средние учебные заведения, библиотеки	Общеобразовательные школы, профессиональные технические училища	Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования	Предприятия торговли		Гостиницы	Парикмахерские	Детские сады-ясли	Поликлиники	Ателье и комбинаты бытового обслуживания	Предприятия коммунального обслуживания	Кинотеатры
	с электроплитами	с плитами на твердом или газообразном топливе	столовые	рестораны, кафе				односменные	полуторасменные, двухсменные							
Жилые дома с электроплитами	-	0,9	0,6	0,7	0,6	0,4	0,6	0,6	0,8	0,7	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7	0,9
Жилые дома с плитами на твердом или газообразном топливе	0,9	-	0,6	0,7	0,5	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0,4	0,6	0,5	0,5	0,9
Предприятия общественного питания (столовые, кафе и рестораны)	0,4	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5
Общеобразовательные школы, средние учебные заведения, профессиональные технические училища, библиотеки	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Предприятия торговли (односменные и полуторасменные)	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования	0,5	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,5
Гостиницы	0,8	0,8	0,6	0,8	0,4	0,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,5	0,7	0,9
Поликлиники	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Ателье и комбинаты бытового обслуживания, предприятия коммунального обслуживания	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Кинотеатры	0,9	0,9	0,4	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,8	0,7	0,8	0,2	0,4	0,4	0,5	-

## 1.2.2. Расчет мощностей на участках городских распределительных сетей 6-10 кВ

На участках линий напряжением 6-10 кВ городских распределительных сетей расчет электрической мощности выполняется по формуле

$$P_p = k_y \sum_{i=1}^N P_{ТП,i}, \quad (4)$$

где  $P_{ТП,i}$  - расчетная мощность ТП с порядковым номером  $i$ , электроснабжение которой осуществляется через данный участок сети,  $k_y$  - коэффициент совмещения (участия в максимуме) нагрузок, определяемый по табл. 5.

**Таблица 5 – Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок**

Характеристика нагрузки	Общее количество трансформаторов ТП, питаемых через данный узел сети				
	2	3-5	6-10	11-20	>20
Преимущественно жилая застройка (нагрузка жилых домов составляет не менее 70 % от общей нагрузки)	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70
Преимущественно общественная застройка (нагрузка общественных зданий составляет не менее 70 % от общей нагрузки)	0,90	0,75	0,70	0,65	0,60
Коммунально-промышленная зона (не менее 65 % от общей нагрузки составляет нагрузка промышленных предприятий и общественных зданий)	0,90	0,70	0,65	0,65	0,55
Примечания: 1. Если нагрузка промышленных предприятий составляет менее 30 % от нагрузки общественных зданий, то коэффициент $k_y$ следует принимать как для общественных зданий. 2. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок для промежуточных значений состава потребителей определяются интерполяцией					

Расчетная нагрузка на шинах 6 – 10 кВ центров питания (ЦП), от которых осуществляется питание городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий, рассчитывается по формуле

$$P_p = k_{\Sigma, \max} (P_{\Sigma, \text{гор}} + P_{\Sigma, \text{пром}}), \quad (5)$$

где  $P_{\Sigma, \text{гор}}$ ,  $P_{\Sigma, \text{пром}}$  - суммарная расчетная нагрузка городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий соответственно,  $k_{\Sigma, \max}$  - коэффициент совмещения максимума нагрузки, определяемый по табл. 6.

**Таблица 6 – Коэффициент совмещения максимумов нагрузок городских сетей и сетей промышленных предприятий**

Максимум нагрузок	Отношение расчетной нагрузки предприятий к нагрузке городской сети								
	<0,2	0,2	0,6	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	>4,0
Утренний	1,0 0	0,75/0,6 0	0,80/0,7 0	0,85/0,7 5	0,88/0,8 0	0,90/0,8 5	0,92/0,8 7	0,95/0,9 0	1,00
Вечерний	1,0 0	0,85- 0,90	0,65- 0,85	0,55- 0,80	0,45- 0,76	0,40- 0,75	0,30- 0,70	0,30- 0,70	0,25* - 0,65* *

Примечания:

1. В числителе приведены коэффициенты для жилых домов с электроплитами, в знаменателе – с плитами на газовом или твердом топливе.
2. Меньшие значения коэффициентов в период вечернего максимума нагрузок следует принимать при наличии промышленных предприятий с односменным режимом работы, большие – когда все предприятия имеют двух-, трехсменные режимы. Если режим работы предприятий смешанный, то коэффициент совмещения определяется интерполяцией пропорционально их соотношению.
3. \* - все предприятия односменные, \*\* - предприятия двух-, трехсменные

## 2. Расчет токов в узловых точках сети

### 2.1. Расчет тока на участках сетей напряжением 0,4-10 кВ

Расчетный ток определяется по выражению [1]

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_{л} \cos(\varphi)}, \quad (6)$$

где  $U_{л}$  - номинальное линейное напряжение на участке сети,  $\cos(\varphi)$  - коэффициент мощности, определяемый по табл. 7.

**Таблица 7 – Коэффициенты мощности потребителей**

№ п/п	Потребители и трансформаторные подстанции	Коэффициент мощности в максимуме нагрузки
<b>1. Потребители сельской местности [3]</b>		
	Животноводческие и птицеводческие помещения без электрообогрева	0,75
	Животноводческие и птицеводческие помещения с электрообогревом	0,92
	Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99
	Кормоцеха	0,75
	Зерноочистительные тока и зернохранилища	0,70
	Установки орошения и дренажа почвы	0,80
	Парники и теплицы на электрообогреве	0,92
	Мастерские, тракторные станы, гаражи для машин	0,70

Таблица 7. Продолжение

Мельницы, маслобойки	0,80
Цеха по переработке сельхозпродукции	0,75
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85
Жилые дома без электроплит	0,90
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,92
Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ:	
<i>с производственной нагрузкой</i>	0,70
<i>с коммунально-бытовой нагрузкой</i>	0,90
<i>со смешанной нагрузкой</i>	0,80
<b>2. Потребители, подключенные к городским распределительным сетям 0,4 кВ [2]</b>	
Предприятия общественного питания, полностью электрифицированные, с количеством посадочных мест:	
<i>400</i>	0,98
<i>от 500 до 1000</i>	0,98
<i>более 1100</i>	0,98
Предприятия общественного питания, частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе), с количеством посадочных мест:	
<i>400</i>	0,95
<i>от 500 до 1000</i>	0,95
<i>более 1100</i>	0,95
Продовольственные магазины:	
<i>без кондиционирования воздуха</i>	0,82
<i>с кондиционированием воздуха</i>	0,80
Промтоварные магазины	
<i>без кондиционирования воздуха</i>	0,92
<i>с кондиционированием воздуха</i>	0,90
Общеобразовательные школы:	
<i>с электрифицированными столовыми и спортзалами</i>	0,95
<i>без электрифицированных столовых со спортзалами</i>	0,92
<i>с буфетами без спортзалов</i>	0,92
<i>без буфетов и спортзалов</i>	0,92
Профессионально-технические училища со столовыми	0,80-0,92
Детские сады-ясли	0,97
Кинотеатры и киноконцертные залы:	
<i>без кондиционирования воздуха</i>	0,95
<i>с кондиционированием воздуха</i>	0,92
Клубы	0,92
Парикмахерские	0,97
Здания или помещения учреждений управления, проектных и конструкторских организаций:	
<i>без кондиционирования воздуха</i>	0,90
<i>с кондиционированием воздуха</i>	0,87
Гостиницы	
<i>без кондиционирования воздуха</i>	0,90
<i>с кондиционированием воздуха</i>	0,85
Дома отдыха и пансионаты без кондиционирования воздуха	0,92

	Фабрики, химчистки и прачечные самообслуживания	0,80
	Пионерские лагеря	0,92
<b>3. Потребители, подключенные к городским сетям 6-10 кВ [2]</b>		
	В период максимума нагрузки	0,92
<b>4. Потребители сельской местности, подключенные к сетям 10-110 кВ [3]</b>		
	На участках сетей напряжением 10-110 кВ значение коэффициента мощности определяется по номограмме рис. 2	

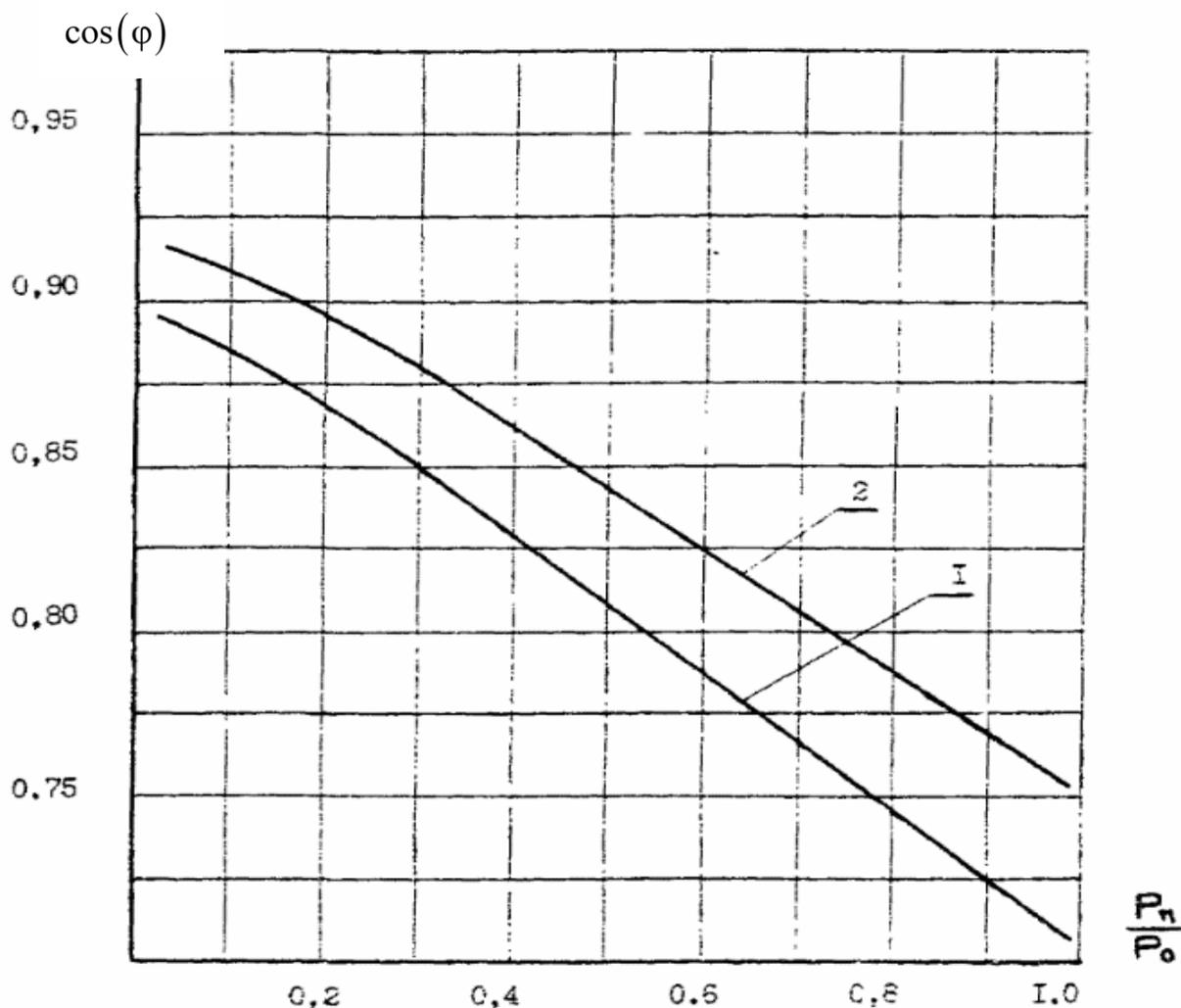


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента мощности  $\cos(\varphi)$  линий 10-110 кВ от отношения суммарной расчетной нагрузки  $P_p$  промышленных предприятий к сумме  $P_0$  расчетных нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей: 1 – дневной максимум нагрузок; 2 – вечерний максимум нагрузок

## 2.2. Расчет тока на участках городских сетей напряжением 35-110 кВ

Расчетный ток определяется по выражению [1]

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_t, \quad (7)$$

где  $I_5$  - расчетный ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, рассчитываемый по соотношению (6),  $\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, в практических расчетах принимаемый в пределах от 0,60 до 1,65 (в рамках курсового проектирования принять  $\alpha_i = 1,00$ ),  $\alpha_t$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ, принимаемый по табл. 8.

Таблица 8 – Усредненные значения коэффициента  $\alpha_t$

Напряжение ВЛ, кВ	Коэффициент участия в максимуме энергосистемы, $K_m$	Значение коэффициента $\alpha_t$ при числе часов использования максимума нагрузки линии, $T_{max}$ , ч/год		
		$\leq 4000$	4000-6000	$\geq 6000$
35-330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2
500	1,0	0,7	0,9	1,1
	0,8	0,8	1,0	1,4
	0,6	0,9	1,4	1,9

Значение параметра  $K_m$  определяется по табл. 9 [1].

Таблица 9 – Ориентировочные значения коэффициента  $K_m$  участия в максимуме (попадания в максимум) нагрузки

Характеристика нагрузки ВЛ	$K_m$
Осветительно-бытовая	1,00
Промышленные предприятия:	
<i>непрерывного производства</i>	1,00
<i>трехсменные</i>	0,85
<i>двухсменные</i>	0,70-0,75
<i>односменные</i>	0,10-0,15
Электрифицированный транспорт	1,00
Сельскохозяйственное производство	0,70-0,75

Количество часов использования максимума нагрузки  $T_{\max}$  на участках ВЛ 35 кВ и выше, имеющих смешанный характер нагрузки, может быть определено по формуле

$$T_{\max} = \frac{W_{\Sigma}}{P_p}, \quad (8)$$

где  $W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N W_i$  - годовой объем передачи электрической энергии по данному участку линии, кВт·ч/год,  $W_i$  - годовой объем потребления электрической энергии  $i$ -м потребителем, питаемым через данный участок сети, определяемый на основании данных проектной документации, данных приборов учета, а при их отсутствии - по формуле

$$W_i = P_i T_{\max,i}, \quad (9)$$

где  $P_i$  и  $T_{\max,i}$  - расчетная мощность и количество часов использования максимума нагрузки  $i$ -м потребителем.

Значения параметра  $T_{\max,i}$  для некоторых типов нагрузки приведены в табл. 10, 11 и 12.

**Таблица 10 – Годовое число часов использования максимума нагрузки  $T_{\max}$  потребителей - абонентов городских электрических сетей**

Характеристика нагрузки	$T_{\max}$ , ч
Промышленные предприятия:	
<i>непрерывного производства</i>	7650
<i>трехсменные</i>	5100
<i>двухсменные</i>	3600
<i>односменные</i>	1900
Электрифицированный транспорт	5700-6500

**Таблица 11 – Годовое число часов использования максимума нагрузки  $T_{\max}$  потребителями сельской местности, питаемыми от ПС 10/0,4 кВ**

Расчетная нагрузка, кВт	$T_{\max}$ , ч		
	Коммунально-бытовая нагрузка	Производственная нагрузка	Смешанная нагрузка
$\leq 10$	900	1100	1300
10-20	1200	1500	1700
20-50	1600	2000	2200
50-100	2000	2500	2800

Таблица 11. Окончание

100-250	2350	2700	3200
≥250	2600	2800	3400

Таблица 12 – Средние значения продолжительности использования максимума нагрузки в промышленности  $T_{\max}$ 

Потребители		$T_{\max}$ , ч/год
<b>1</b>	<b>Топливная промышленность</b>	
1.1	Угледобыча:	
	закрытая	3500-4200
	открытая	4500-5000
1.2	Нефтедобыча	7000-7500
1.3	Нефтепереработка	6000-8000
1.4	Торфоразработка	2000-2500
<b>2</b>	<b>Металлургия:</b>	
	черная (в среднем)	6500
	доменное производство	5000
	мартеновское производство	7000
	ферросплавное производство	5800
	коксохимическое производство	6500
	цветная	7000-7500
<b>3</b>	<b>Горнорудная промышленность</b>	<b>5000</b>
<b>4</b>	<b>Химия (в среднем), в том числе:</b>	<b>6200-8000</b>
	анилиноокрасочный завод	7000
	завод азотных удобрений	7500-8000
	завод синтетических волокон	7000-8000
<b>5</b>	<b>Машиностроение и металлообработка:</b>	
	завод тяжелого машиностроения	3800-4000
	станкостроительный завод	4300-4500
	инструментальный завод	4000-4200
	шарикоподшипниковый завод	5000-5300
	автотракторный завод	5000
	завод подъемно-транспортного оборудования	3300-3500
	завод сельхозмашин	5000-5300
	авторемонтный завод	3500-4000
	паровозовагоноремонтный завод	3500-4000
	приборостроительный завод	3000-3200
	завод электротехнического оборудования	4300-4500
	металлообрабатывающий завод	4300-4500
<b>6</b>	<b>Целлюлозно-бумажная промышленность</b>	<b>5500-6000</b>
<b>7</b>	<b>Деревообрабатывающая и лесная промышленность</b>	<b>2500-3000</b>
<b>8</b>	<b>Легкая промышленность:</b>	
	обувная	3000
	текстильная	4500
<b>9</b>	<b>Пищевая промышленность:</b>	
	холодильник	4000

Таблица 12. Окончание

	маслоконсервный завод	7000
	молокозавод	4800
	мясокомбинат	3500-3800
	хлебозавод	5000
	кондитерская фабрика	4500
<b>10</b>	<b>Производство стройматериалов</b>	<b>7000</b>

## 2.3. Выбор проводников

### 2.3.1. Выбор площади поперечного сечения проводника

#### по экономической плотности тока

Суммарное сечение провода фазного проводника ВЛ определяется по формуле [1, 3]

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (10)$$

где  $j_{\text{эк}}$  - нормированное значение экономической плотности тока, принимаемое по табл. 13.

Таблица 13 – Экономическая плотность тока

Типы проводников	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	(1000,3000]	(3000,5000]	>5000
<b>Неизолированные провода и шины:</b>			
<i>медные</i>	2,5	2,1	1,8
<i>алюминиевые</i>	1,3	1,1	1,0
<b>Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:</b>			
<i>медными</i>	3,0	2,5	2,0
<i>алюминиевыми</i>	1,6	1,4	1,2
<b>Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:</b>			
<i>медными</i>	3,5	3,1	2,7
<i>алюминиевыми</i>	1,9	1,7	1,6

Сечение, полученное в результате расчета по формуле (10), округляется до ближайшего стандартного сечения.

### 2.3.2. Проверка выбранных проводников на выполнение требований по обеспечению предельно допустимого уровня потерь напряжения

Потери напряжения на участке трехфазной сети определяются по формуле [5]

$$\Delta U[\%] = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0)l}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (11)$$

где  $r_0$  [Ом/км] и  $x_0$  [Ом/км] – активное и реактивное погонные сопротивления участка сети,  $l$  [км] – протяженность участка сети,  $P$  [Вт] и  $Q$  [вар] – активная и реактивная мощности, передаваемые по участку сети,  $U_{\text{ном}}$  [В] – номинальное линейное напряжение участка сети.

Согласно [2, 4, 5] нормально допустимое значение величины  $\Delta U[\%]$  – 5 – 6 %, предельно допустимое – 10 %.

### 2.3.3. Проверка выбранных проводников на выполнение требований по термической стойкости

Технические характеристики проводника (сечение, материал, тип изоляционного покрытия) и условия его охлаждения, определяемые способом его монтажа (на открытом воздухе, в земле, в воде, в помещениях, в коробах или трубах), должны обеспечивать выполнение условия по нагреву, выражаемого неравенством

$$I_p < I_{\text{доп}}, \quad (12)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – величина допустимого длительного тока, определяемого для проводников АС, АСКС, АСК, АСКП, М, А, АКП по табл. 14 [3]. Основные технические характеристики проводников приведены в табл. 15, 16 [6, 7, 8].

**Таблица 14 – Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80**

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Сечение (алюминий/сталь), мм <sup>2</sup>	Ток, А, для проводов марок					
		АС, АКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений	внутри помещений		
10	10/1,8	84	53	95	-	60	-
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8,0	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	-	570	440	465	355
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365	570	440	465	355
	150/34	450	-	650	500	540	410
185	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425	650	500	540	410
	185/43	515	-	760	590	685	490
240	240/32	605	505	760	590	685	490
	240/39	610	505	760	590	685	490
	240/56	610	-	880	680	740	570
300	300/39	710	600	880	680	740	570
	300/48	690	585	880	680	740	570
	300/66	680	-	880	680	740	570
330	330/27	730	-	-	-	-	-
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
	400/51	825	705	1050	815	895	690
	400/64	860	-	-	980	-	820
500	500/27	960	830	-	980	-	820
	500/64	945	815	-	980	-	820
600	600/72	1050	920	-	1100	-	955
700	700/86	1180	1140	-	-	-	-

**Таблица 15 – Расчетные данные сталеалюминиевых проводов марок АС, АСК**

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup> (алюминий/сталь)	Алюминиевая часть провода		Расчетные данные провода					
	Число проволок	Диаметр проволок, мм	Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км	Диаметр провода, мм	Сечение, мм <sup>2</sup>		Отношение сечения алюминия к стальной части	Удельная масса провода, кг/км
					Алюминия	Стали		
35/6,2	6	2,8	0,777	8,4	36,9	6,15	6	148
50/8		3,2	0,595	9,6	48,2	8,04		195
70/11		3,8	0,422	11,4	68,0	11,3		276
95/16		4,5	0,301	13,5	95,4	15,9		385
120/19*	26	2,4	0,244	15,2	118	18,8	6,25	471
150/24*	26	2,7	0,204	17,1	148	24,2	6,14	599
185/29*	26	2,98	0,159	18,8	181	29	6,24	728
185/43	30	2,8	0,156	19,6	185	43,1	4,29	846
240/32	24	3,6	0,118	21,6	244	31,7	7,71	921
240/39*	26	3,4	0,122	21,6	236	38,6	6,11	952
240/56	30	3,2	0,120	22,4	241	56,3	4,29	1106
300/39	24	4	0,096	24,0	301	38,6	7,31	1132
300/48*	26	3,8	0,098	24,1	295	47,8	6,16	1186
300/66	30	3,5	0,100	25,5	288,5	65,8	4,39	1313
300/67	30	3,5	0,100	24,5	288,5	67,3	4,29	1323
300/30	48	2,98	0,086	24,8	335	29,1	11,55	1152
330/43	54	2,8	0,087	25,2	332	43,1	7,71	1255
400/18	42	3,4	0,076	26,0	381	18,8	20,27	1199
400/51	54	3,05	0,073	27,5	394	51,1	7,71	1490
400/64	26	4,37	0,074	27,7	390	63,5	6,14	1572
400/93	30	4,15	0,071	29,1	406	93,2	4,35	1851
500/26	42	3,9	0,058	30,0	502	26,6	18,86	1592
500/64	54	3,4	0,058	30,6	490	63,5	7,71	1832
600/72	84	3,7	0,050	33,2	580	72,2	8,04	2170
1000/86	76	4,1	0,029	42,4	1003,2	56,3	17,96	3210

**Таблица 16 – Средние значения погонных сопротивлений  $x_0$  линий сети**

Характеристика нагрузки		$x_0$ , Ом/км
1	Кабельные линии напряжением:	
	до 1 кВ	0,06
	6...10 кВ	0,08
2	Изолированные провода внутренней проводки	0,11
3	ВЛ напряжением:	
	до 1 кВ	0,31
	6...10 кВ	0,38

Таблица 16. Окончание

35...220 кВ	0,40
500 кВ с тремя проводами в фазе	0,29

### 3. Токовые защиты

*Токовыми защитами* называют средства защиты, которые оценивают состояние защищаемого объекта по току. Токовая защита начинает действовать при выходе значения контролируемого тока за установленные границы. Эти границы, задаваемые тем или иным способом на чувствительных элементах защиты, принято называть *уставками*. Действующее значение тока в месте установки средства защиты, при котором защита начинает действовать, называют *током срабатывания защиты*  $I_{сз}$ . Действующее значение тока в месте установки защиты, при котором защита возвращается в исходное состояние, называют *током возврата защиты*. Отношение тока возврата защиты к току её срабатывания есть *коэффициент возврата*. Как правило, чувствительные к току элементы – токовые реле – включаются в защищаемую сеть за трансформаторами тока (ТТ), в этом случае ток срабатывания реле (уставка)  $I_{ср}$  и ток срабатывания защиты  $I_{сз}$  связаны следующим соотношением:

$$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_{ТА}} I_{сз}, \quad (13)$$

где  $K_{ТА}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока,  $K_{сх}$  - коэффициент схемы, показывающий, во сколько раз ток в катушке токового реле больше тока во вторичной обмотке ТТ. Значение коэффициента схемы определяется схемой соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле и видом КЗ.

Токовые защиты устанавливаются на защищаемом участке электрической сети со стороны источника питания. Если электрическая сеть включает в себя несколько источников, то защиты на контролируемом объекте следует установ-

ливать со стороны каждого источника питания, а сами защиты в этом случае должны обладать направленностью действия, т.е. уметь распознавать направление потока энергии в точке КЗ. Наиболее часто защиты реагируют на повышение тока. Поэтому они являются защитами максимального типа и называются максимальными токовыми защитами.

Существует два вида токовых защит максимального типа, различающихся способами обеспечения селективной работы: *токовые отсечки* и *максимальные токовые защиты с выдержкой времени срабатывания*.

### **3.1. Токовые отсечки**

*Токовые отсечки* – это быстродействующие токовые защиты максимального типа, селективность действия которых обеспечивается за счёт ограничения зоны действия (т.е. выбором только уставки по току). В сетях с односторонним питанием токовые отсечки устанавливаются в начале защищаемого участка со стороны источника питания. Принцип обеспечения селективности действия токовой отсечки основан на том, что по мере удаления точки КЗ от источника питания (т.е. по мере увеличения длины и, следовательно, сопротивления петли КЗ) токи КЗ уменьшаются (см. рис. 3) [9]. Тогда можно подобрать такое значение тока срабатывания отсечки, при котором в зону её действия будет входить только контролируемый объект. Так, например, для обеспечения действия токовой отсечки ТО1 только на участке W1 (см. рис. 3) ток срабатывания токовой отсечки ТО1 должен быть больше максимально возможного тока КЗ на смежном присоединении, т.е. на линии W2.

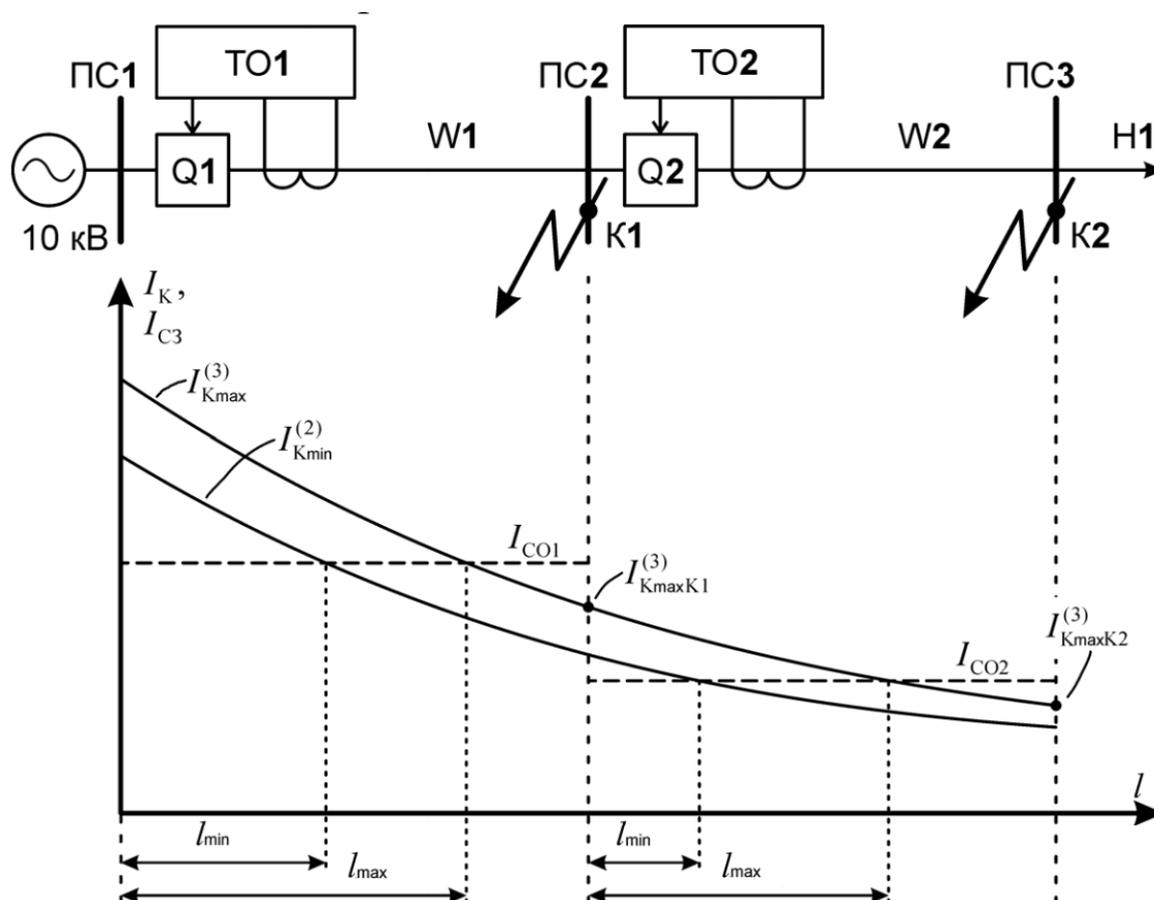


Рисунок 3 – Зависимость тока КЗ от расстояния между точкой КЗ и источником питания

Поскольку ток КЗ при повреждении в начале линии W2 практически равен току КЗ при повреждении в конце линии W1, для выбора уставки обычно рассчитывают ток КЗ при повреждении на подстанции ПС2, т.е. при КЗ в граничной между линиями точке К1. Условие выбора тока срабатывания отсечки в этом случае может быть записано так:

$$I_{c.з} > I_{Kmax(K1)}^{(3)}, \quad (14)$$

где  $I_{Kmax(K1)}^{(3)}$  – действующее значение тока КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы при повреждении в точке К1.

При расчетах уставок быстродействующих защит (к которым относится и токовая отсечка) необходимо учитывать возможное влияние апериодической составляющей тока КЗ. С этой целью в условие выбора включают коэффициент запаса  $k_3$ , значение которого зависит от типа чувствительного элемента (токового реле) и защищаемого объекта:

$$I_{с.з} = k_3 I_{K \max(K1)}^{(3)}, \quad (15)$$

С учетом (15) соотношение (13) принимает вид

$$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{K_{ТА}} k_3 I_{K \max}^{(3)}, \quad (16)$$

где  $I_{K \max}^{(3)}$  - ток КЗ на ПС.

Значения коэффициента запаса  $k_3$  для токовых реле типа РТ-40 и РТ-80 приведены в табл. 17. Внешний вид токового реле РТ-40 показан на рис. 4.

**Таблица 17 – Значения коэффициента запаса для токовых отсечек, построенных на токовых реле РТ-40 и РТ-80**

Тип реле	Защищаемый объект	
	линия	трансформатор
РТ-40	1,2...1,3	1,3...1,4
РТ-80	1,5...1,6	1,6

Токовые отсечки без выдержки времени, установленные для защиты трансформаторов или линий, от которых далее питаются силовые трансформаторы, необходимо дополнительно отстраивать от бросков тока намагничивания, возникающих при включении (восстановлении питания) указанных трансформаторов.

Зона действия токовой отсечки линии определяется графически по точке пересечения кривой изменения тока КЗ и горизонтальной линии (см. рис. 3), соответствующей выбранной уставке.



**Рисунок 4 – Реле максимального тока РТ-40/10**

Как видно из рис. 3, в зависимости от вида КЗ и режима работы энергосистемы положение правой границы зоны действия отсечки может изменяться, т.е. токовая отсечка обладает *относительной селективностью*. Ширина зоны действия может принимать значения от  $l_{min}$  до  $l_{max}$ . В пределах минимальной зоны действия  $l_{min}$  отсечка выявляет любые короткие замыкания в любом режиме работы энергосистемы. За пределами максимальной зоны  $l_{max}$ , напротив, никакое КЗ отсечкой выявлено не будет. Поэтому обычно зоной действия отсечки считают минимальную зону  $l_{min}$ .

Согласно [6] для токовых отсечек, как и для других основных типов релейных защит, должно быть выполнено требование по чувствительности защиты к изменениям контролируемой величины (в данном случае току КЗ), оцениваемой коэффициентом чувствительности  $k_{\text{ч}}$ , определяемым для токовой отсечки как отношение расчетного значения тока металлического КЗ в пределах защищаемой зоны к току срабатывания защиты:

$$k_{\text{ч}}^{(m)} = \frac{I_{\text{К.п min}}^{(m)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (17)$$

где  $m$  – индекс типа КЗ (1 – однофазное КЗ, 2 – двухфазное КЗ, 3 – трехфазное КЗ).

В частности:

1) для отсечек трансформаторов в качестве расчетного тока КЗ принимают ток самого «лёгкого» КЗ (определяемого режимом заземления нейтрали) в месте установки отсечки в минимальном режиме работы энергосистемы. При этом должно выполняться условие  $k_{\text{ч}} \geq 2$ ;

2) для отсечек блоков линия – трансформатор используют минимально возможный ток при КЗ в конце линии (т.е. на границе между линией и трансформатором). При этом должно выполняться условие  $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ .

Для линий токовая отсечка считается эффективной, если зона ее действия охватывает не менее (15...20) % общей протяжённости линии.

Так как токовая отсечка мгновенного действия контролирует лишь часть объекта, её использование в качестве единственной защиты данного объекта недопустимо.

## 3.2. Схемы токовых отсечек

### 3.2.1. Трехфазная трехрелейная токовая отсечка со схемой соединения «звезда - звезда»

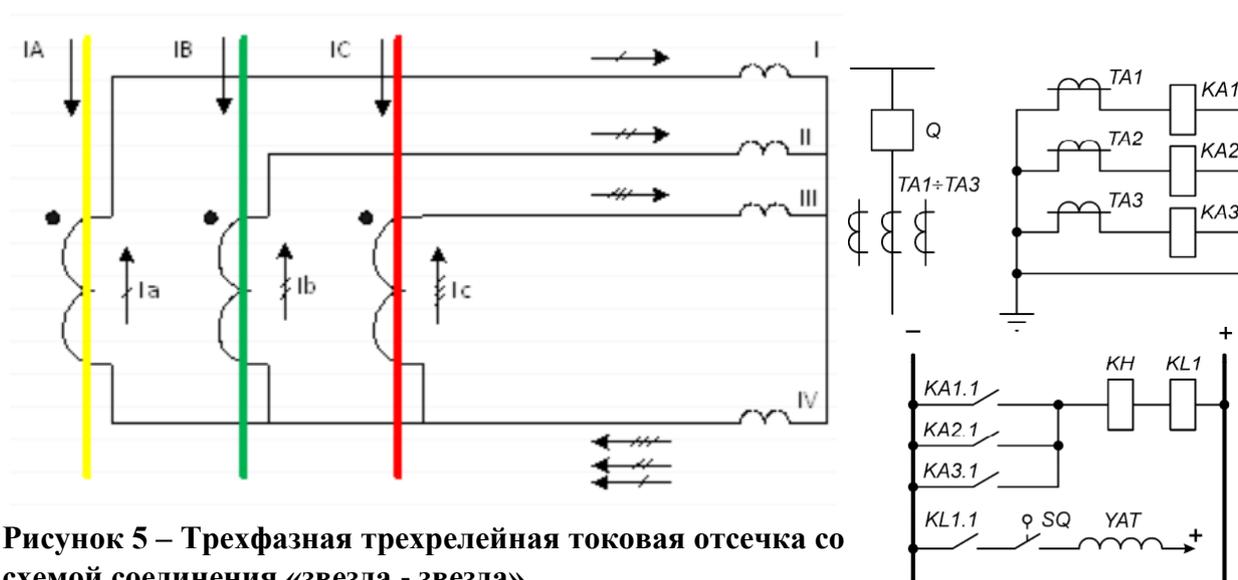


Рисунок 5 – Трехфазная трехрелейная токовая отсечка со схемой соединения «звезда - звезда»

Отсечки, выполненные по *трёхфазной трехрелейной* схеме (см. рис. 5), применяются для защиты электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (сетей с глухозаземленной нейтралью). Трансформаторы тока ТА устанавливаются в каждой из трех фаз контролируемой сети. Вторичные обмотки транс-

форматоров тока и катушки токовых реле соединяют по схеме «звезда/звезда» (Y/Y), при этом в нормальном режиме токи в реле равны вторичным токам трансформаторов тока ( $K_{сх} = 1$ ).

**Особенности схемы:** защита реагирует на все виды КЗ, и имеет одинаковую чувствительность (коэффициент чувствительности при разных повреждениях одинаковый). При всех замыканиях, кроме замыкания на землю, в нулевом проводе протекает геометрическая сумма токов в реле, вследствие чего ток в нулевом проводе приблизительно равен нулю (в нем протекают токи небаланса). Реле IV в нулевом проводе реагирует только на токи КЗ на землю.

### 3.2.2. Двухфазная двухрелейная токовая отсечка со схемой соединения «неполная звезда»

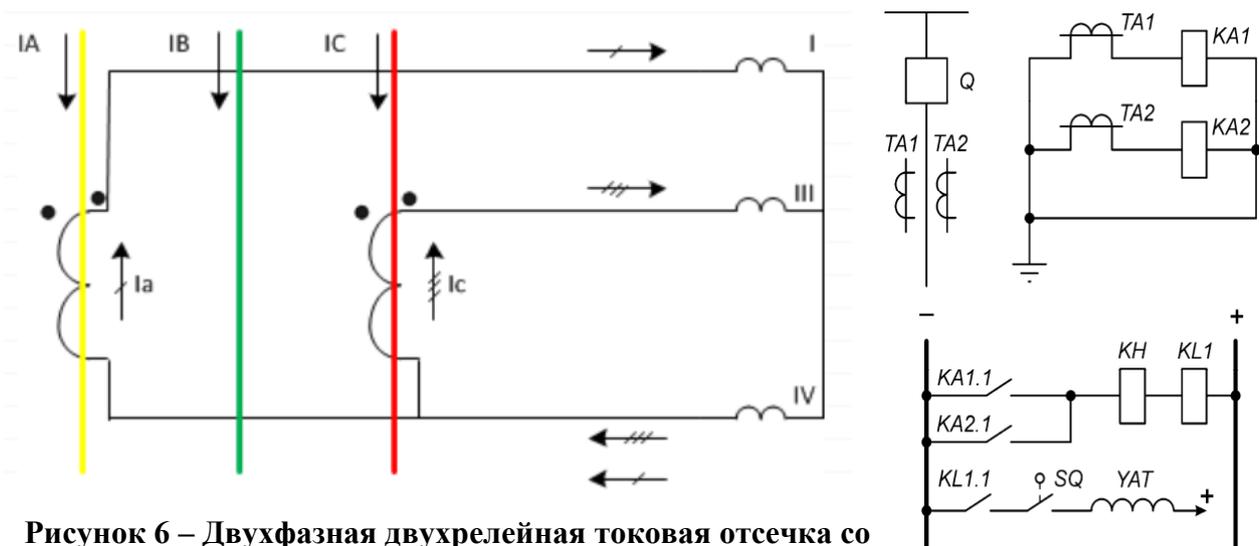


Рисунок 6 – Двухфазная двухрелейная токовая отсечка со схемой соединения «неполная звезда – неполная звезда»

Двухфазная двухрелейная схема токовой отсечки используется, главным образом, для защиты в электрических сетях с изолированной или компенсированной нейтралью (обычно 6...35 кВ). Здесь трансформаторы тока устанавливаются в двух фазах защищаемой сети (см. рис. 6). Обычно это фазы А и С, а вторичные обмотки трансформаторов тока и катушки реле соединяются по схеме «неполная звезда - неполная звезда». В этом случае также  $K_{сх} = 1$ .

### 3.2.3. Трехфазная трехрелейная токовая отсечка со схемой соединения «треугольник - звезда»

В этой схеме трансформаторы тока устанавливаются во всех трех фазах защищаемого элемента — как правило, трансформатора с высшим напряжением начиная от 35 кВ. Вторичные обмотки трансформаторов тока собираются таким образом, чтобы начало одной обмотки соединялось с концом другой (см. рис. 7). Реле I - III включены на разность токов двух фаз.

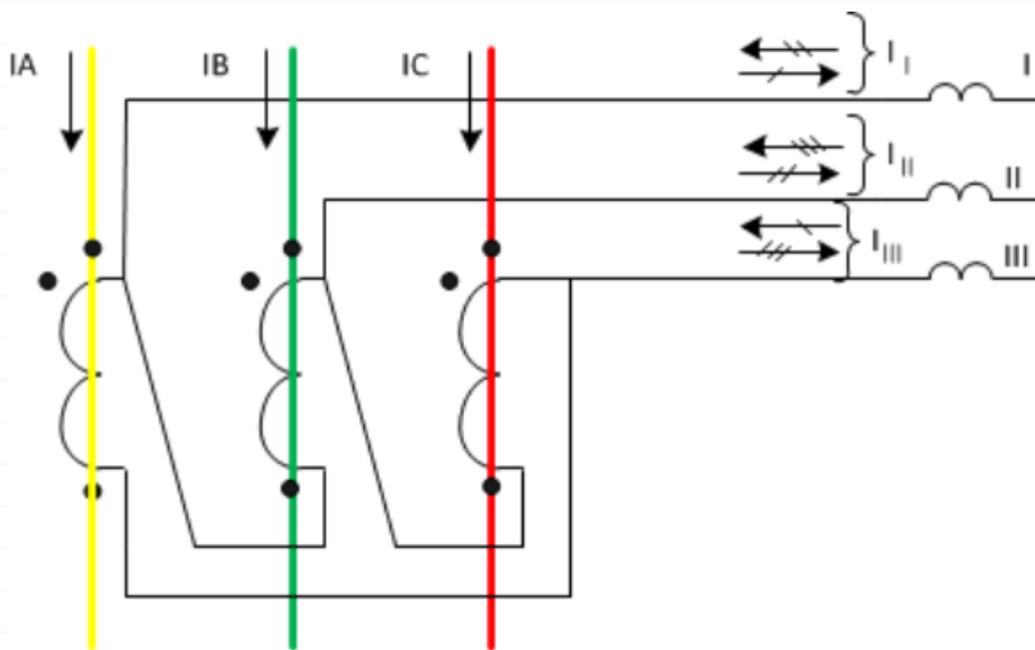


Рисунок 7 – Трехфазная трехрелейная токовая отсечка со схемой соединения «треугольник – звезда»

Величина  $K_{cx}$  различна в зависимости от вида КЗ: при трехфазном КЗ -  $K_{cx} = \sqrt{3}$ , при двухфазном КЗ -  $K_{cx} = 2$ , при однофазном КЗ -  $K_{cx} = 1$ .

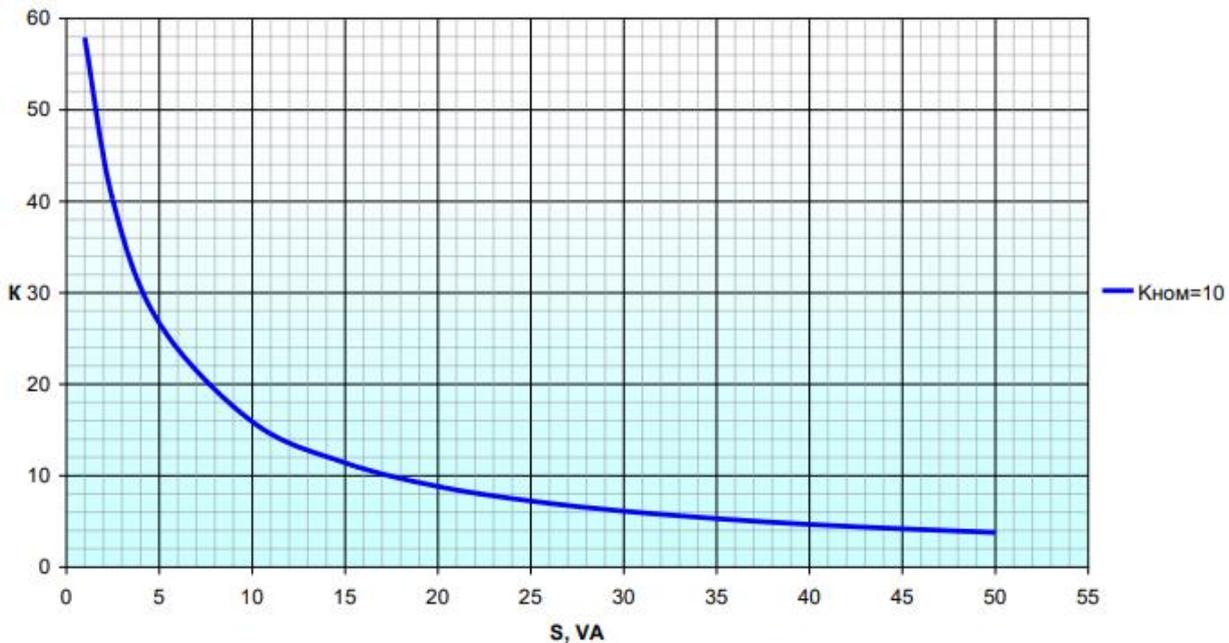
### 3.3. Выбор трансформаторов тока

Точность работы трансформаторов тока, предназначенных для релейной защиты, характеризуется погрешностью  $\varepsilon$ . Она связана с предельной кратностью  $k_{10}$ , представляющей собой наибольшее отношение расчетного первичного тока  $I_{1p}$  к первичному номинальному току  $I_{1ном}$  трансформатора, при котором

полная погрешность при заданной вторичной нагрузке не превышает  $\varepsilon = 10\%$ . Таким образом, выбор трансформаторов тока для релейной защиты сводится к определению расчетного первичного тока  $I_{1p}$  и максимальной допустимой вторичной нагрузки  $Z_{н,доп}$ , при которых полная погрешность не превышает  $10\%$ . Для этой цели служат кривые предельной кратности (см. рис. 8), представляющие собой зависимость предельной кратности первичного тока [9]

$$k_{10} = \frac{I_{1p}}{I_{1ном}} \quad (18)$$

от сопротивления  $Z_n$  или мощности нагрузки  $S$  при  $\varepsilon = 10\%$ . Для токовых отсечек  $I_{1p} = 1,1I_{с.з}$ .



**Рисунок 8 – Кривая предельной кратности вторичной обмотки трансформатора тока ТПЛ-СЭЩ-10 с первичным током 300 А и номинальной нагрузкой 15 В·А**

Порядок выбора трансформатора тока следующий:

- 1) определяют максимальный рабочий ток защищаемого элемента;
- 2) по максимальному рабочему току и номинальному напряжению защищаемого элемента выбирают трансформатор тока с соответствующим первичным номинальным током  $I_{1ном}$ ;
- 3) определяют расчетный первичный ток  $I_{1p} = 1,1I_{с.з}$ ;

- 4) определяют предельную кратность  $k_{10} = I_{1p} / I_{ном}$  ;
- 5) по кривой предельной кратности для выбранного трансформатора тока находят допустимое значение вторичной нагрузки или мощности;
- б) определяют действительную расчетную нагрузку  $Z_{н.расч}$  или мощность  $S_{н.расч}$ , которые должны быть не больше соответствующих допустимых значений, определенных на предыдущем этапе. Сопротивление  $Z_{н.расч}$  определяется соотношением

$$Z_{н.расч} = Z_p + R_{пр} + R_{конт}^1, \quad (19)$$

где  $Z_p = S_p / I_p^2$  - сопротивление реле,  $S_p$  - мощность реле [В·А], соответствующая выбранной уставке тока  $I_p$ ,  $R_{пр}$  - сопротивление проводников, соединяющих ТТ и реле, определяемое по формуле

$$R_{пр} = \frac{l}{\gamma S}, \quad (20)$$

где  $\gamma$  [М/(Ом·мм<sup>2</sup>)] – удельная проводимость (для меди – 57, для алюминия – 35),  $l$  [м] – длина проводника,  $S$  [мм<sup>2</sup>] – площадь поперечного сечения проводника,  $R_{конт} \approx 0,1$  Ом – сопротивление контактных соединений.

#### 4. Устройства автоматического повторного включения (УАПВ)

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, получивший неустойчивое повреждение и отключенный действием средств релейной защиты, вновь включается под напряжение, если нет запрета на повторное включение. Если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе и потребитель продолжает получать питание практически без перерыва. Это решение на практике оказалось эффективным мероприятием, существенно повышающим надежность электроснабжения. Согласно статистическим данным для воздушных линий успешность АПВ при первом

<sup>1</sup> Соотношение (19) дает для величины  $Z_{н.расч}$  «оценку сверху», так как в действительности входящие в (19) величины должны складываться геометрически

включении составляет примерно 70 %, при втором – до 15 %. Третье включение, как правило, не имеет смысла, так как его успешность не превышает 1-2 %. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов также высока и оценивается величиной 60...75 %.

Наиболее эффективным является применение АПВ для воздушных линий высокого напряжения. Применение АПВ для кабельных линий, секций и систем шин, трансформаторов менее эффективно, так как появление неустойчивых повреждений для этих элементов системы электроснабжения менее вероятно, чем для воздушных линий. Однако и для этих элементов системы электроснабжения устройства АПВ являются практически обязательными, так как выход из строя этих элементов приводит к обесточиванию большого количества потребителей.

Согласно [3], устройствами АПВ должны оборудоваться воздушные и смешанные кабельно-воздушные линии всех типов напряжением выше 1 кВ при наличии на них соответствующих коммутационных аппаратов. На кабельных линиях 35 кВ и ниже рекомендуется применять УАПВ с целью исправления неселективного действия защиты. В системах электроснабжения должно предусматриваться также УАПВ шин 110-220 кВ, трансформаторов и ответственных электродвигателей. АПВ подразделяют по следующим основным признакам:

- 1) по назначению - АПВ линий, трансформаторов, шин, электродвигателей и т.д.;
- 2) по числу включений - АПВ одно- и многократное;
- 3) по числу фаз - АПВ одно- и трехфазное;
- 4) по времени действия защиты - АПВ с ускорением и без ускорения действия защиты;
- 5) в зависимости от проверки синхронизма линий с двухсторонним питанием - АПВ с проверкой и без проверки синхронизма.

Автоматическое повторное включение применяется для воздушных и кабельных линий, секций и систем шин, двигателей и одиночных трансформаторов. Однако при применении АПВ трансформаторов в схеме АПВ предусматривают запрет АПВ при внутренних повреждениях трансформатора, т. е. при отключении трансформаторов под действием газовой или дифференциальной защиты.

В системах электроснабжения промышленных предприятий в основном применяют устройства АПВ однократного действия как наиболее простые и дешевые.

Устройства АПВ должны иметь минимально возможное время срабатывания  $t_{АПВ1}$  для того, чтобы сократить продолжительность перерыва питания потребителей. Следует, однако, отметить, что, несмотря на принципиальное наличие технической возможности выполнить АПВ с практически нулевым временем реакции на поступление команды о повторном включении линии под напряжение, на практике минимальное время срабатывания АПВ ограничивается рядом условий. Для успешного действия АПВ необходимо, чтобы время срабатывания  $t_{АПВ1}$  было больше:

а) времени  $t_{Г.П}$ , необходимого для восстановления готовности привода к работе на включение (для применяемых типов приводов с учетом условий их работы [11]  $t_{Г.П} = 0,1 - 1,3$  с);

б) времени  $t_{Д.С}$ , необходимого для деионизации среды в точке повреждения (для установок напряжением до 220 кВ [12]  $t_{Д.С} \approx 0,2$  с при токах КЗ до 15 кА,  $t_{Д.С} \approx 0,3 - 0,4$  с при токах КЗ более 15 кА);

в) времени готовности выключателя  $t_{Г.В}$ , необходимого для восстановления отключающей способности выключателя после отключения им тока КЗ. Для однократного АПВ время  $t_{Г.В}$  всегда меньше суммы времени  $t_{Г.П}$  и времени

включения выключателя  $t_{В.В}$ . Поэтому определяющим обычно является условие  $t_{АПВ1} > t_{Г.П}$ . При этом с учетом времени запаса  $t_{ЗАП} = 0,4 - 0,5$  с, учитывающего разброс времени деионизации среды  $t_{Д.С}$  из-за непостоянства атмосферных условий, непостоянства времени готовности привода  $t_{Г.П}$  и погрешности самой схемы АПВ, минимальное время срабатывания УАПВ для линии с односторонним питанием должно удовлетворять соотношениям [12]

$$t_{АПВ1} > t_{Г.П} + t_{ЗАП} = 0,5 - 0,8 \text{ с.} \quad (21)$$

Время автоматического возврата АПВ в исходное положение после срабатывания (время готовности) должно обеспечивать однократность действия АПВ. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится релейной защитой, имеющей наибольшую выдержку времени. Для схем АПВ время возврата в исходное положение  $t_{АПВ2}$  должно быть не меньше значения, определенного по выражению

$$t_{АПВ2} \geq t_{защ} + t_{откл} + t_{зап}, \quad (22)$$

где  $t_{защ}$  - наибольшая выдержка времени защиты,  $t_{откл}$  - время отключения выключателя.

В схемах АПВ, возврат которых в исходное положение производит реле времени, запускаемое в момент отключения выключателя, выдержка времени автоматического возврата определяется выражением

$$t_{АПВ2} \geq t_{АПВ1} + t_{вкл} + t_{защ} + t_{откл} + t_{зап}, \quad (23)$$

где  $t_{вкл}$  - наибольшее время включения выключателя.

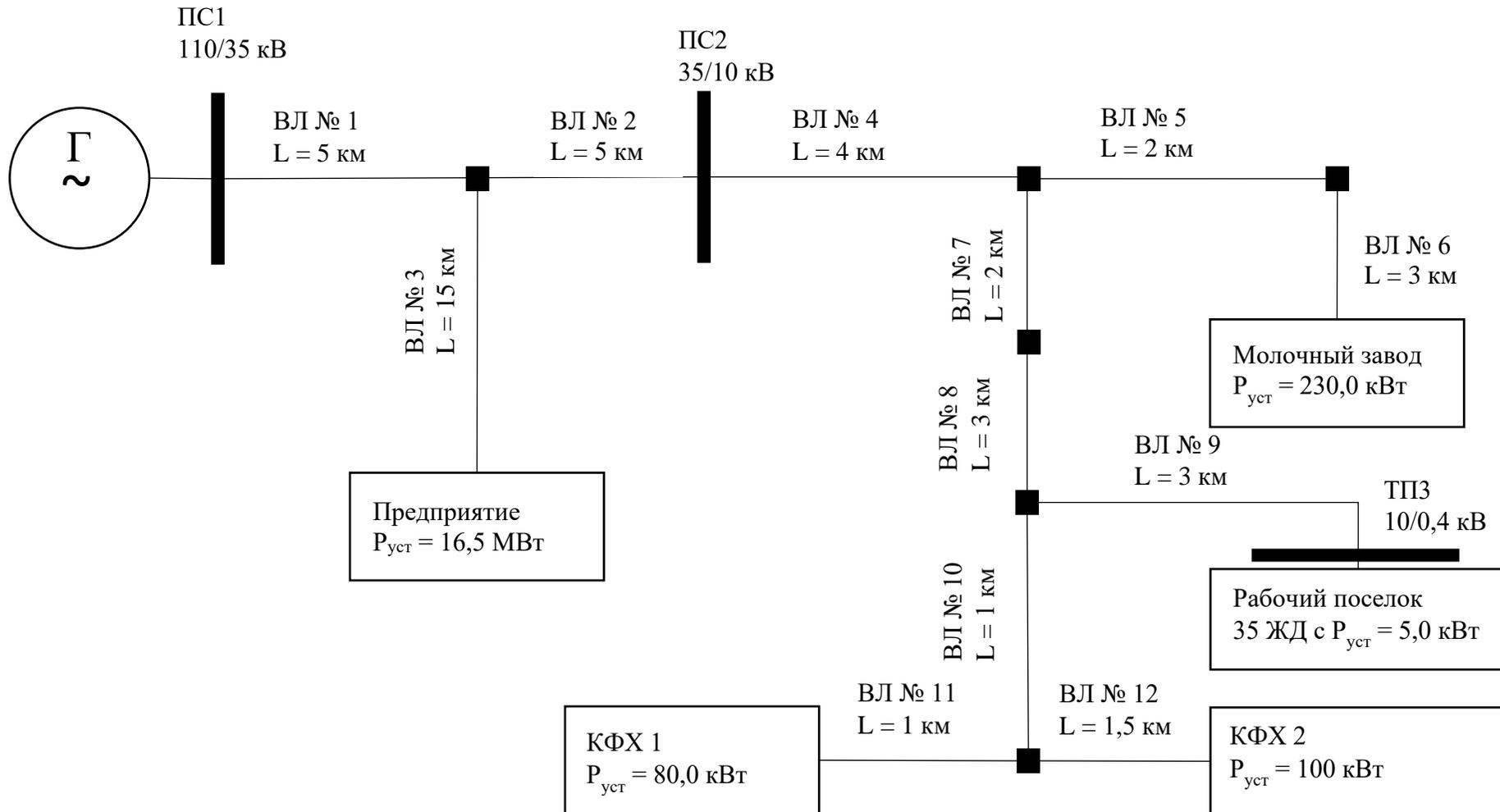
Внешний вид широко применявшихся ранее в схемах АПВ реле повторного включения РПВ-58 и их современный аналог РПВ-01 показаны на рис. 9 и 10.



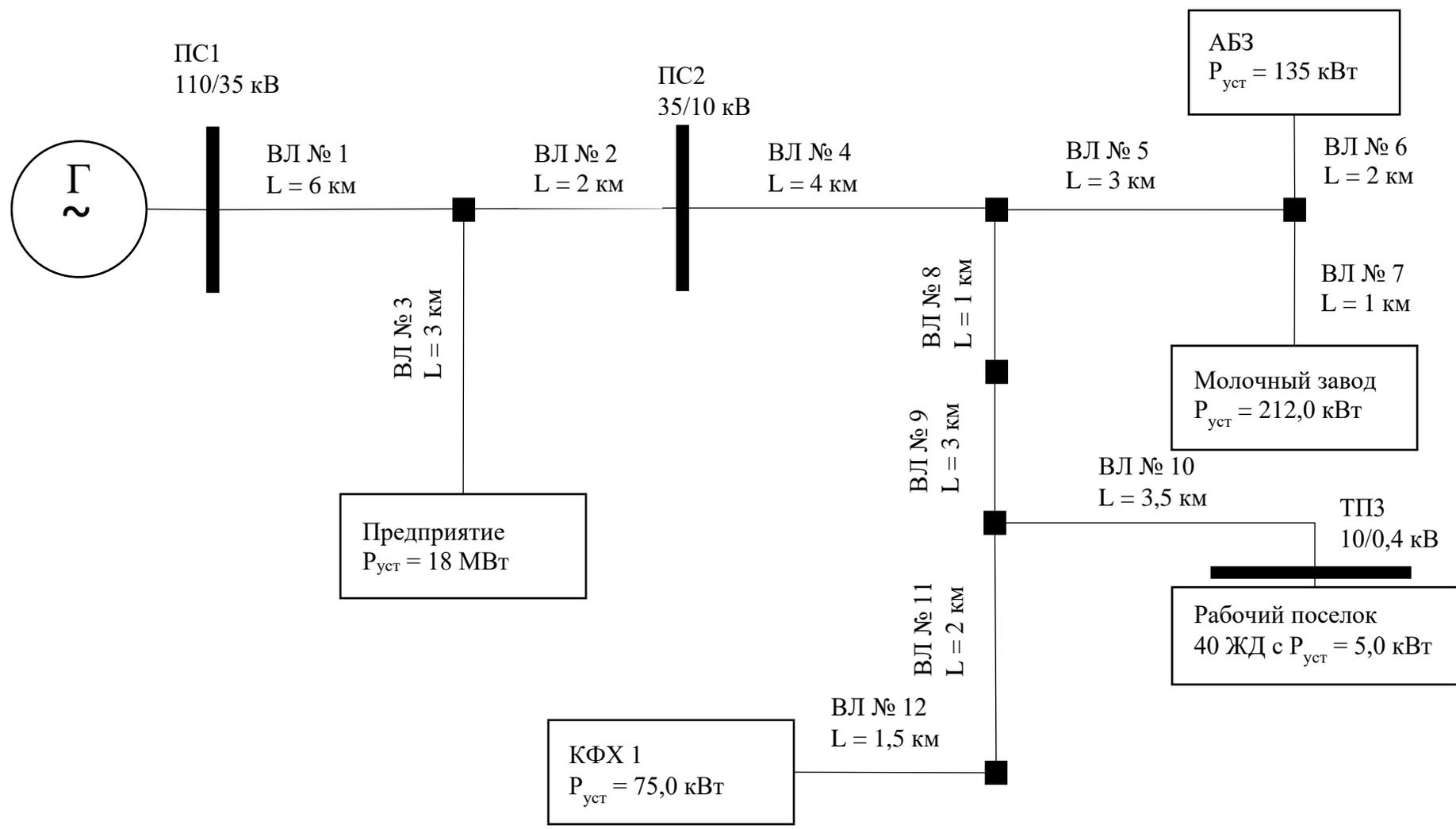
### Библиографический список

1. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. РД 34.20.178.
2. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд., 2008.
4. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: учеб. пособие. - Томск: Том. политехн. ун-т, 2005. – 168 с.
5. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
6. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
7. ГОСТ 839-80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия (с Изменениями №1,2)».
8. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие для студ. сред. проф. образования / Е.А. Конюхова. – 9-е изд., испр. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 320 с.
9. Релейная защита распределительных сетей в примерах и задачах с решениями: учеб. пособие / А.В. Булычев, А.А. Наволочный. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2010. – 202 с.
10. Андреев В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах: учеб. пособие / В.А. Андреев. – М.: Высш. шк., 2008. – 252 с.: ил.
11. ГОСТ Р 52565 – 2006 «Выключатели переменного тока на напряжение 3 -750 кВ.
12. СТО 34.01-2.2-032-2017 Сборник типовых технических решений ПАО «Россети».

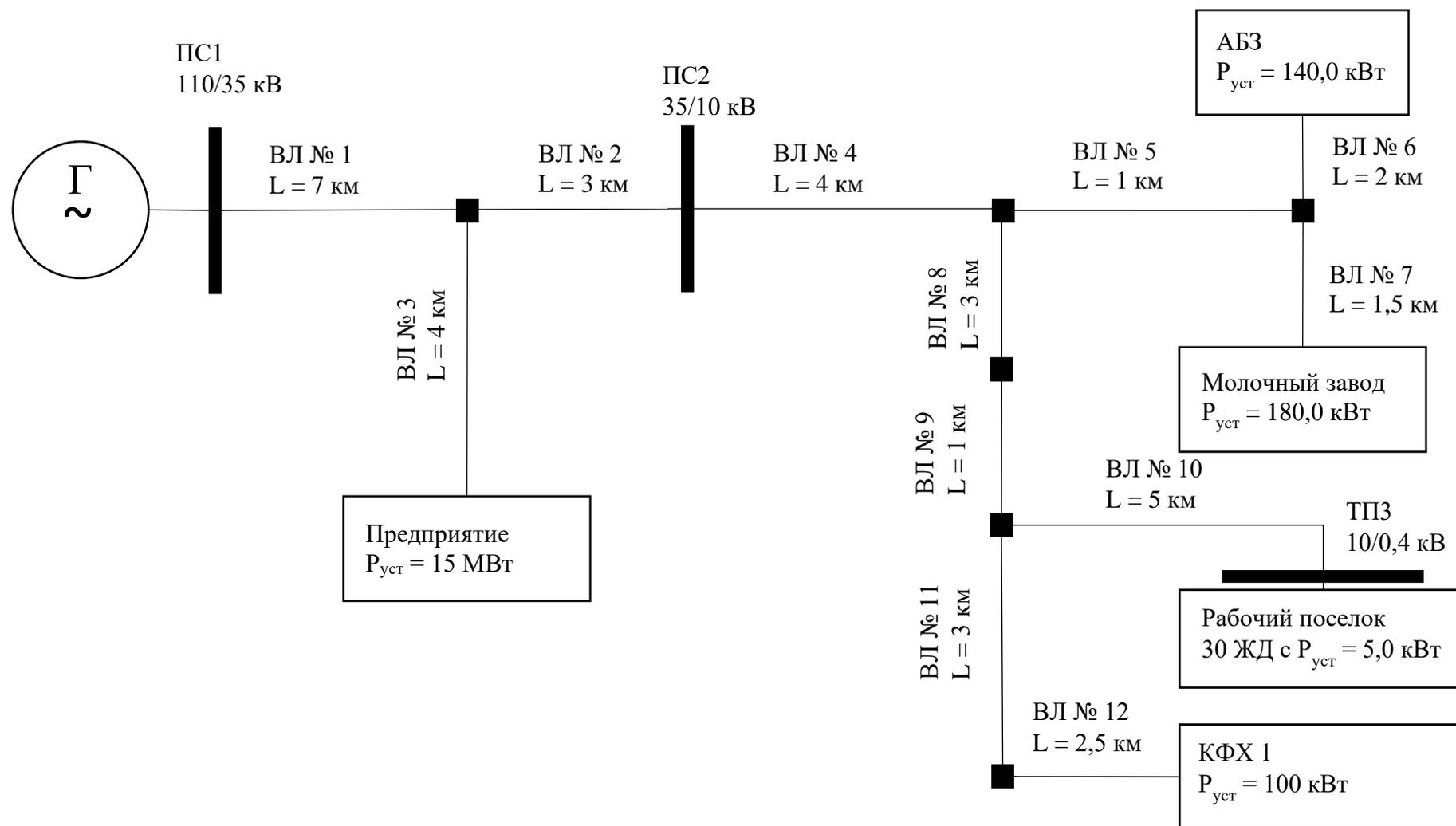
Вариант 1



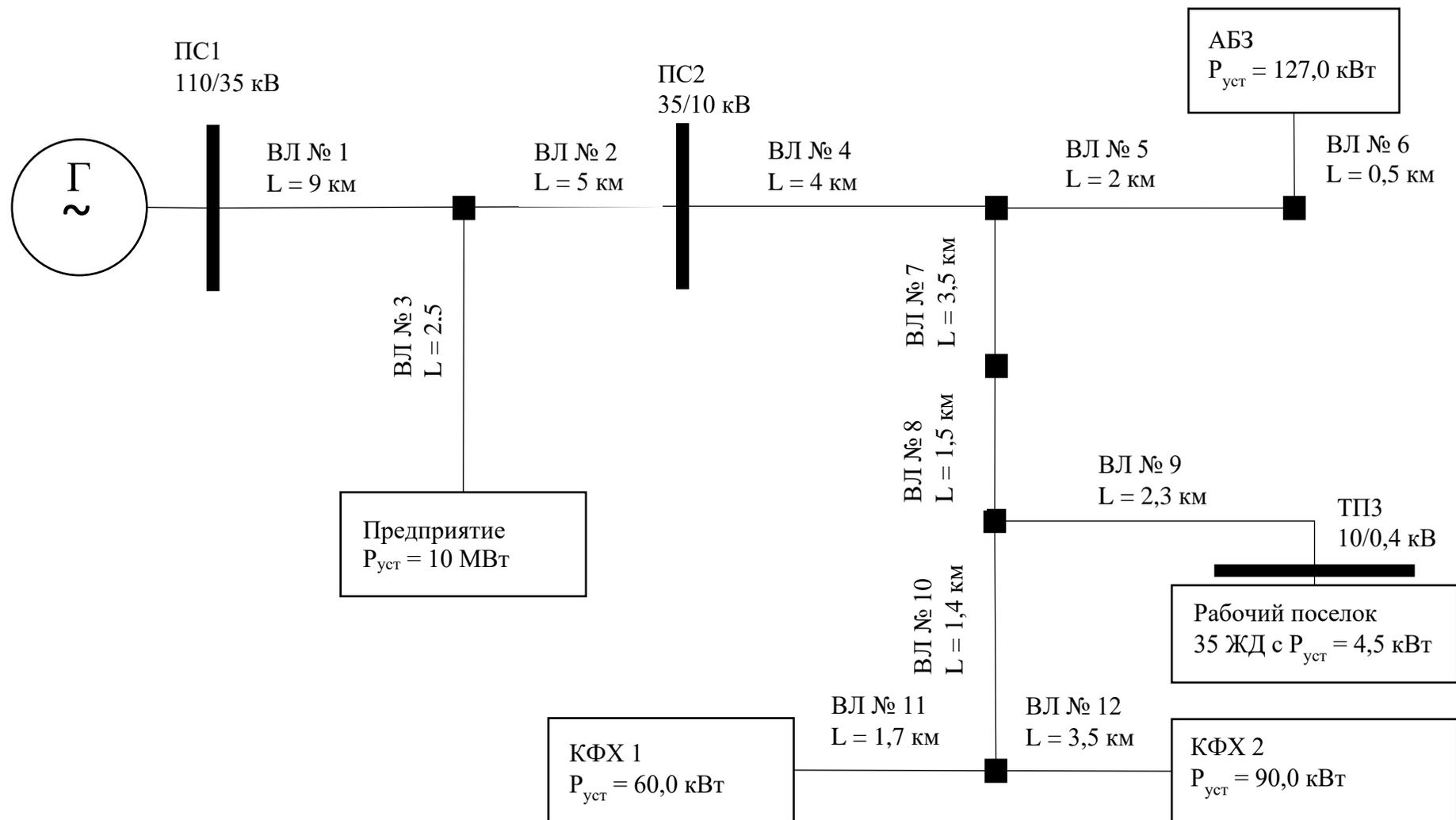
Вариант 2



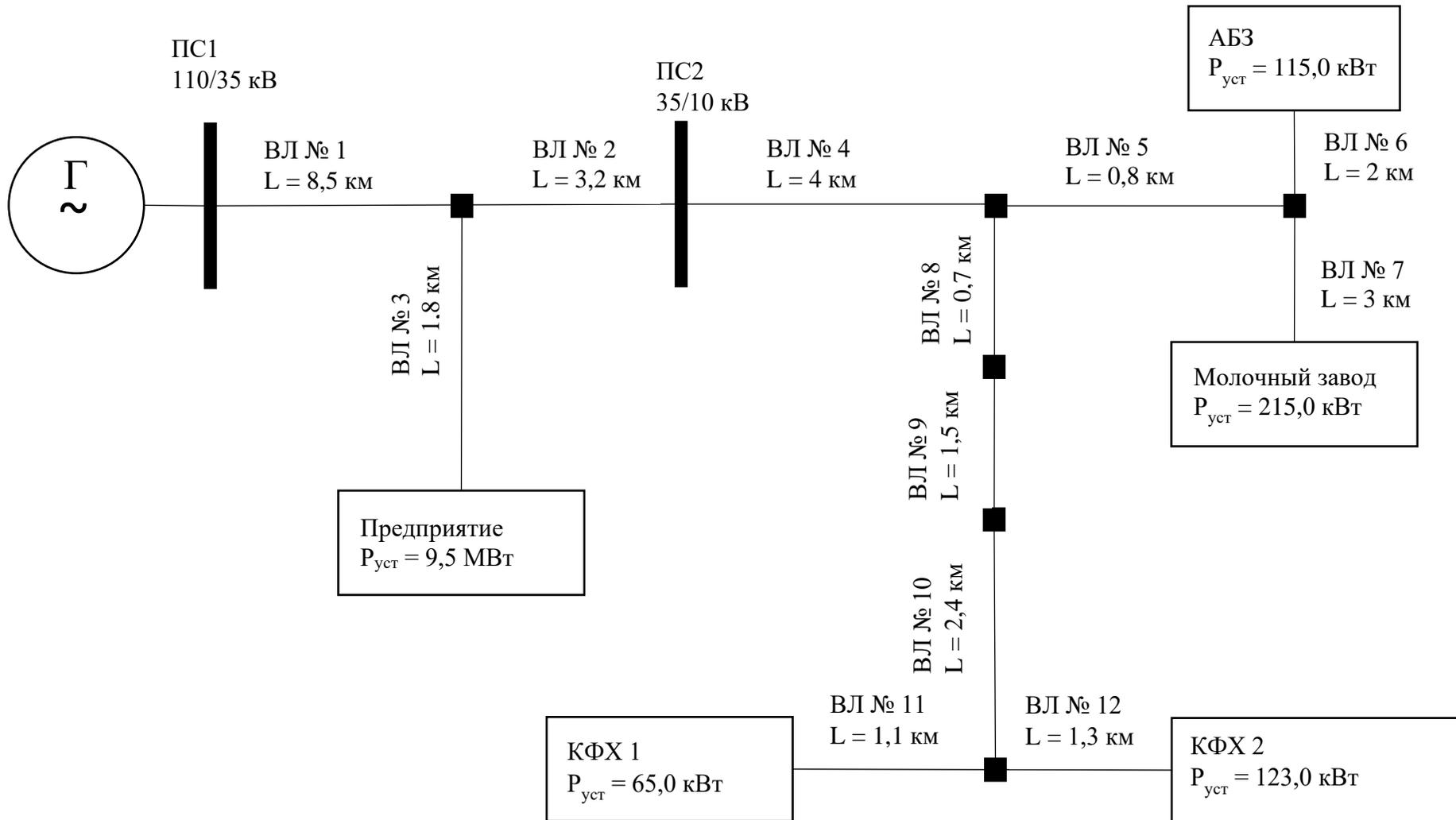
Вариант 3



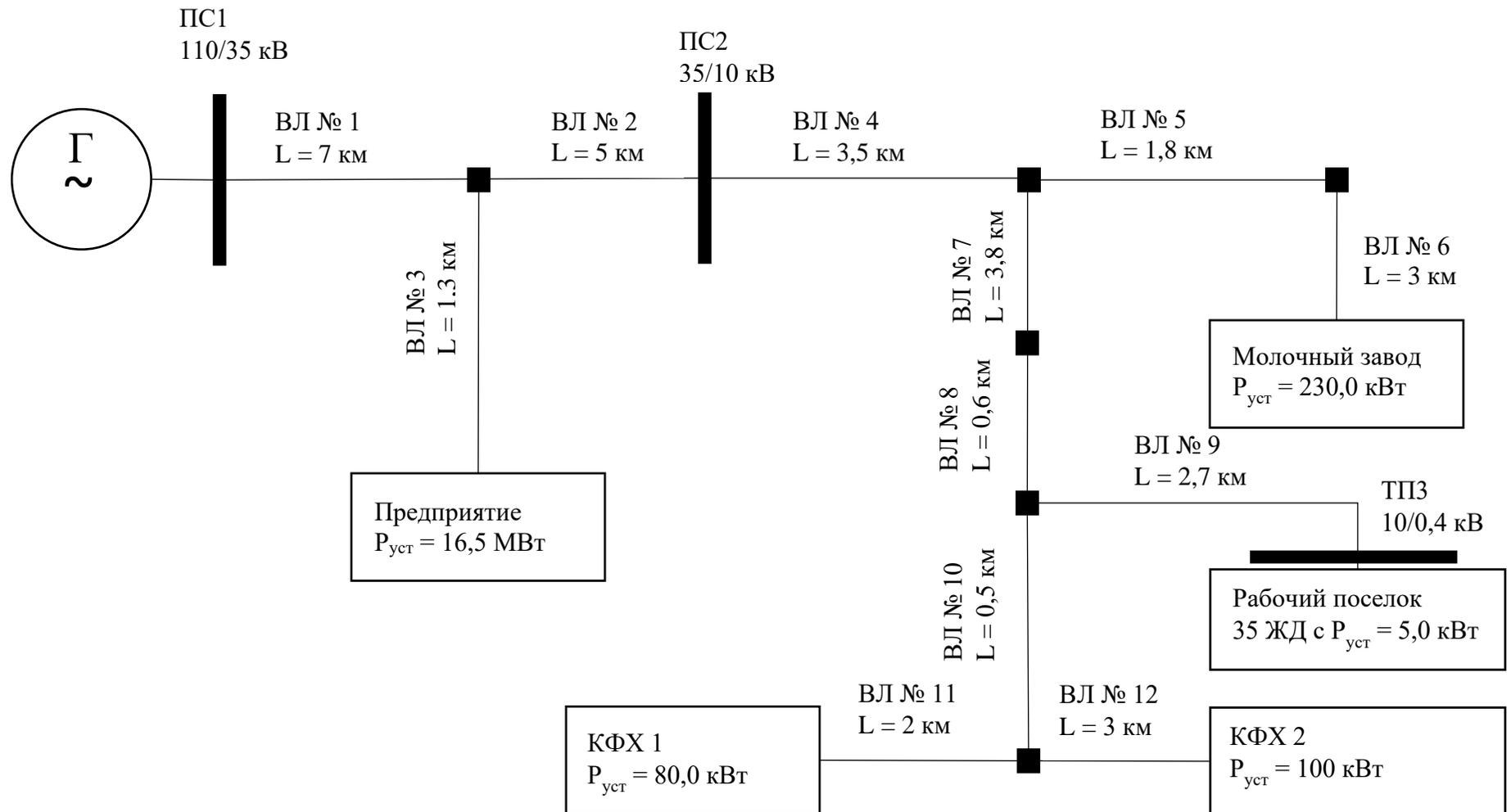
Вариант 4



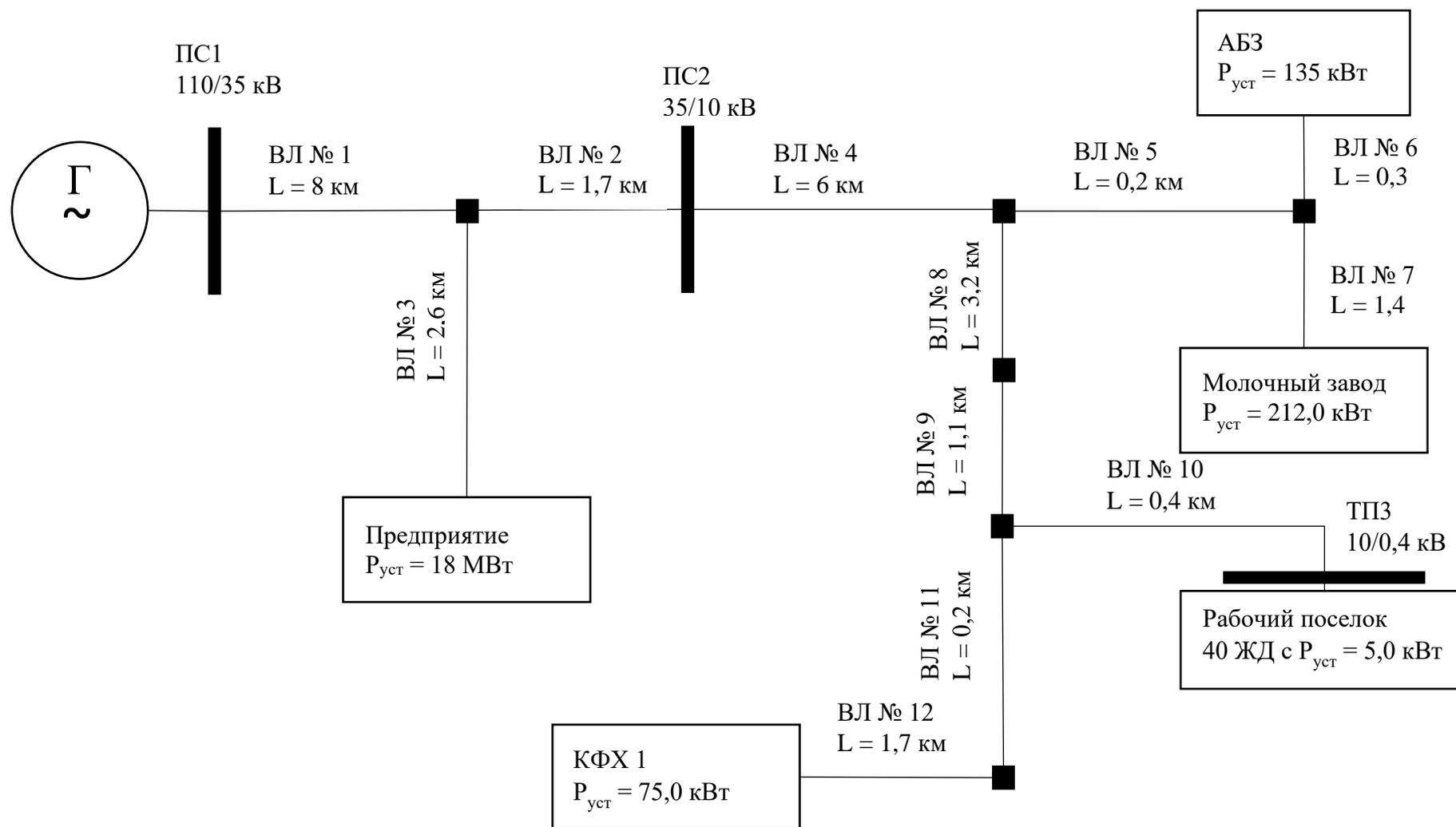
Вариант 5



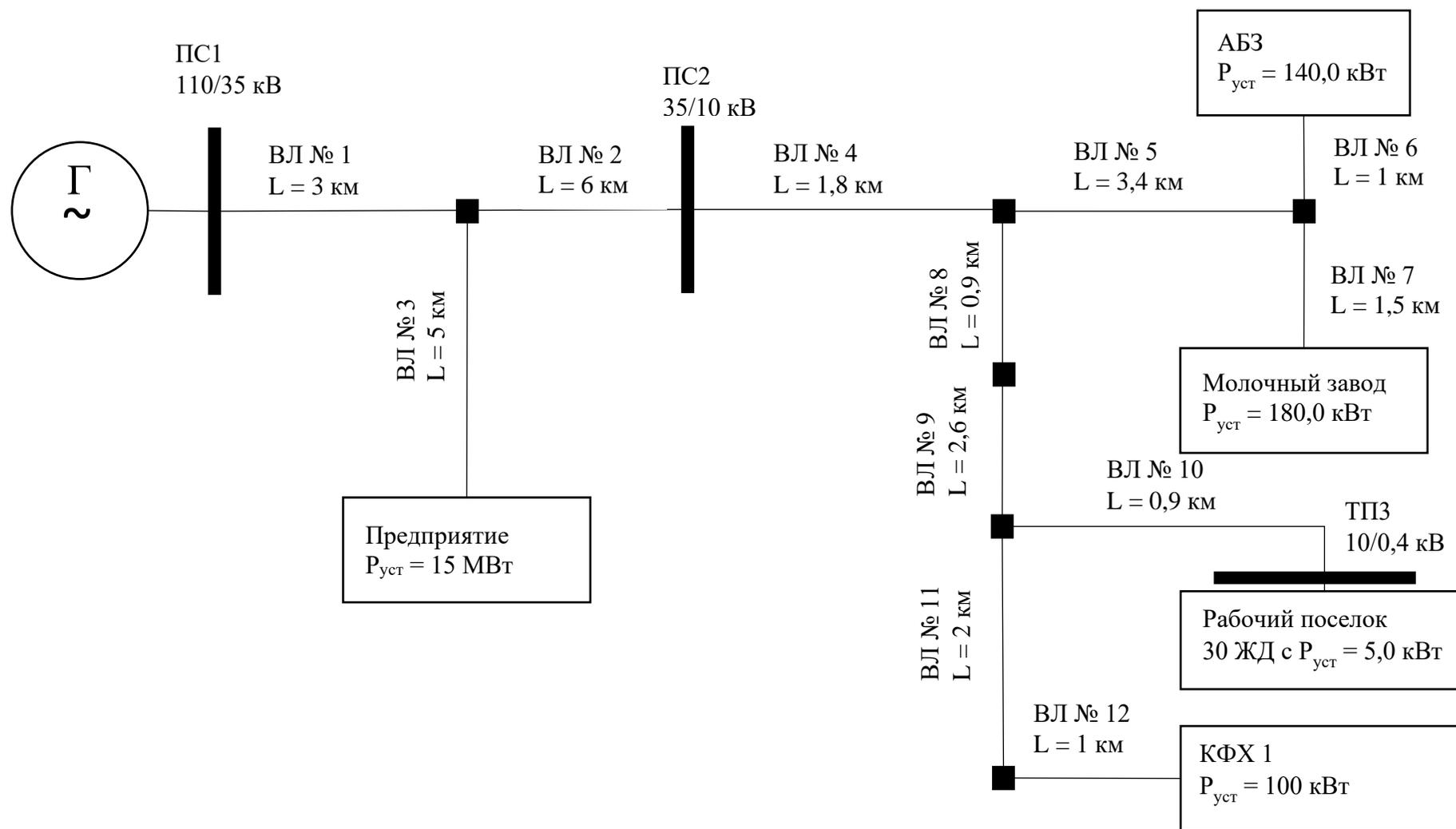
Вариант 6



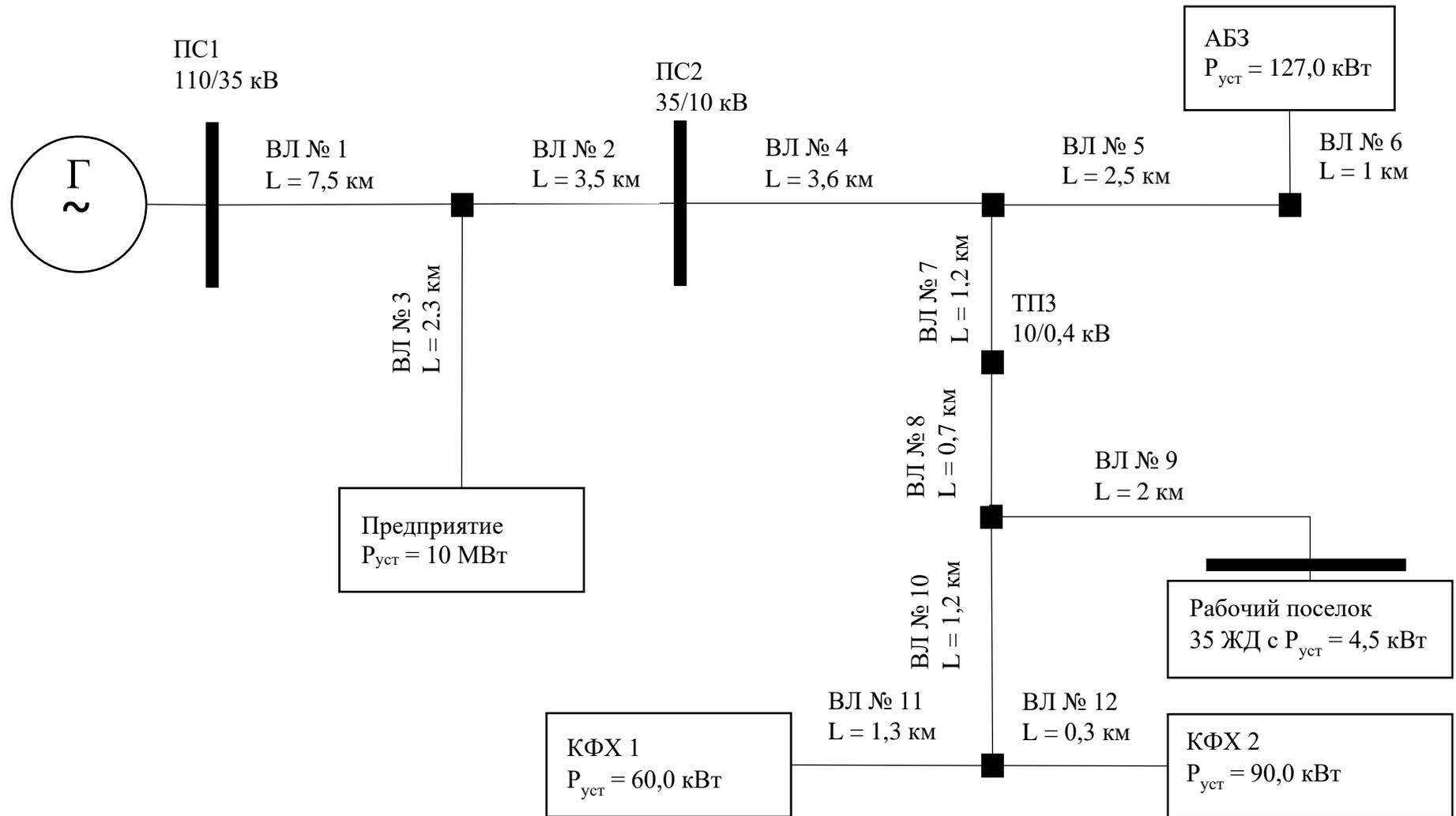
Вариант 7



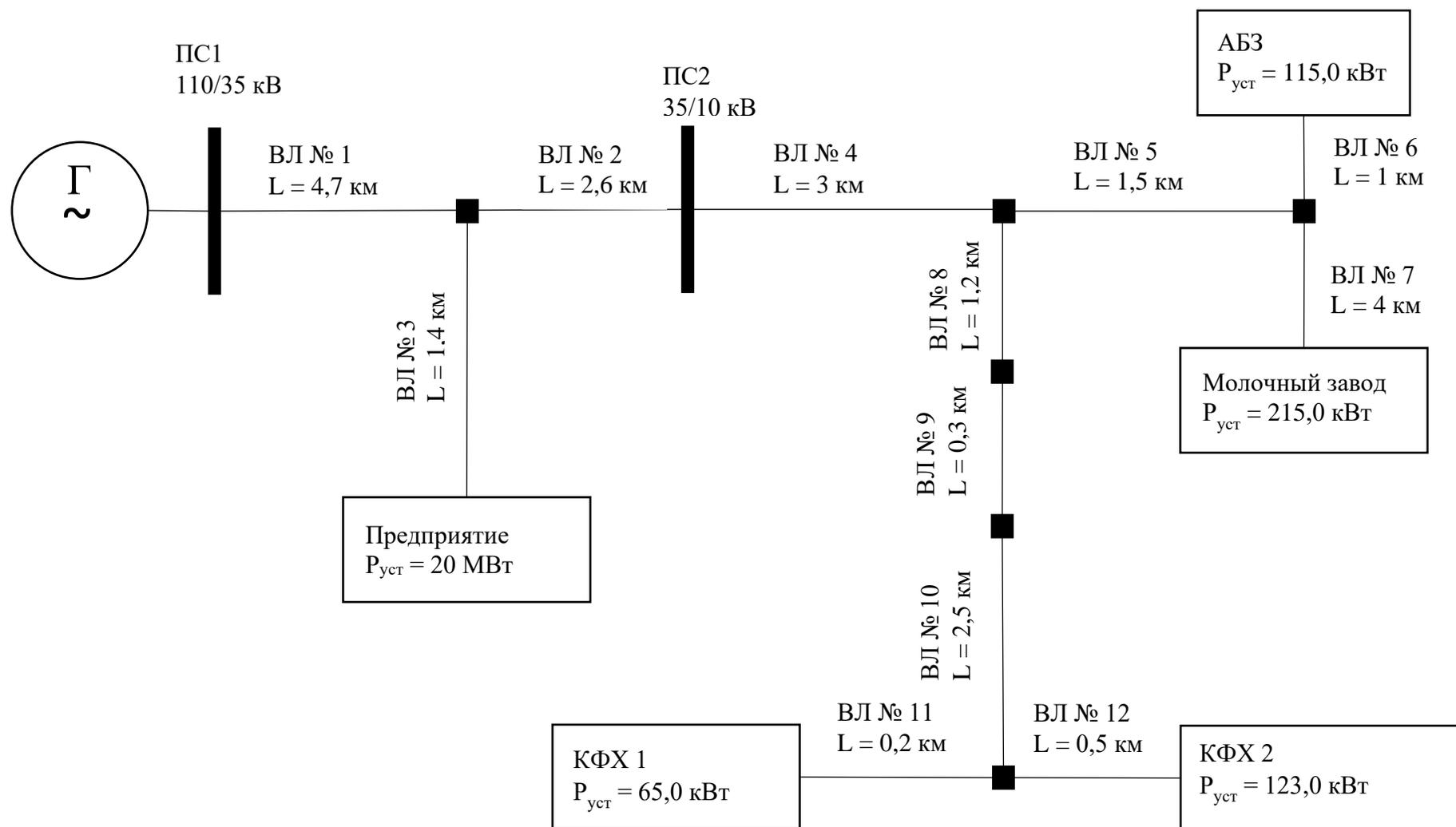
Вариант 8



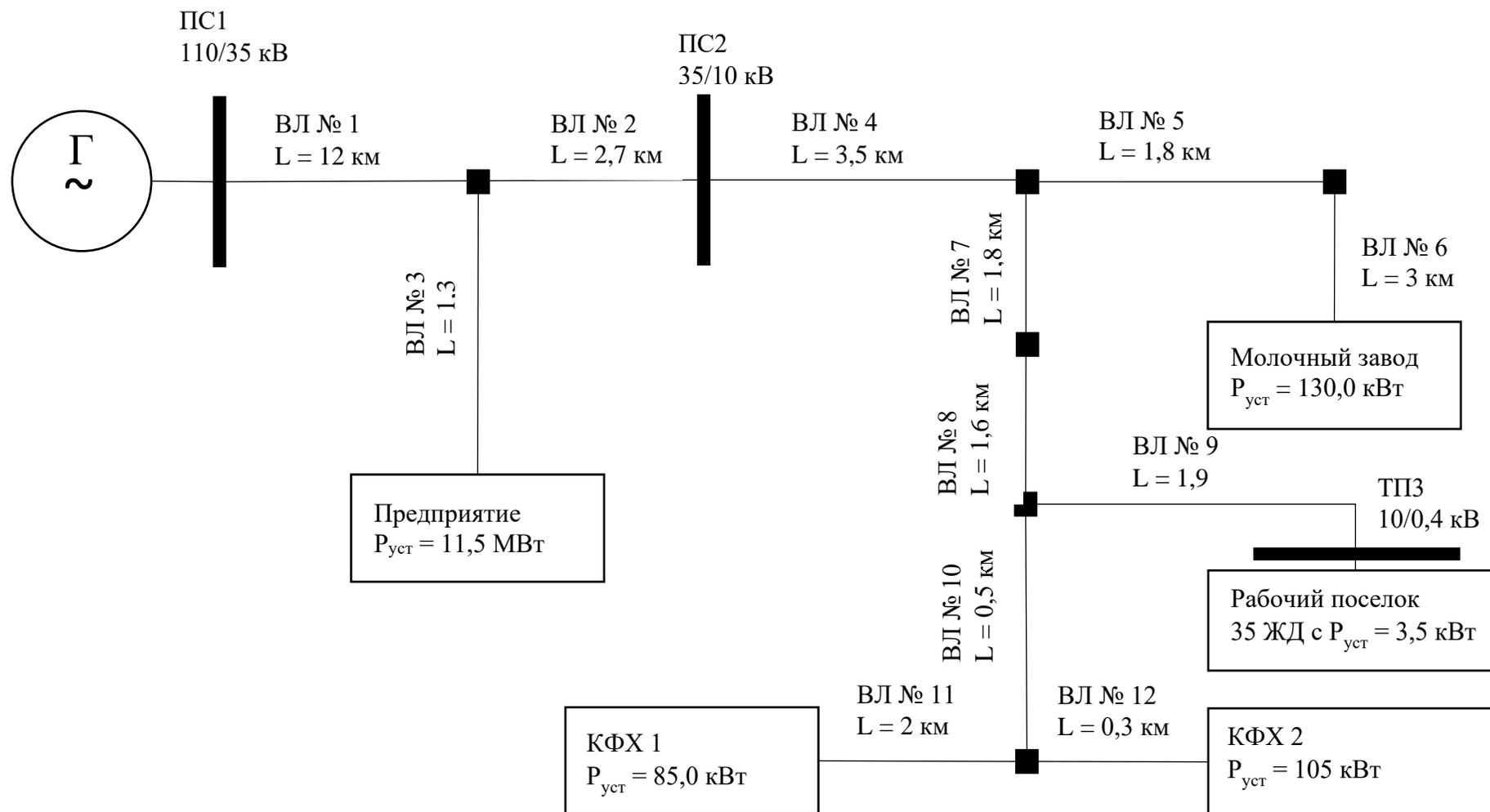
Вариант 9



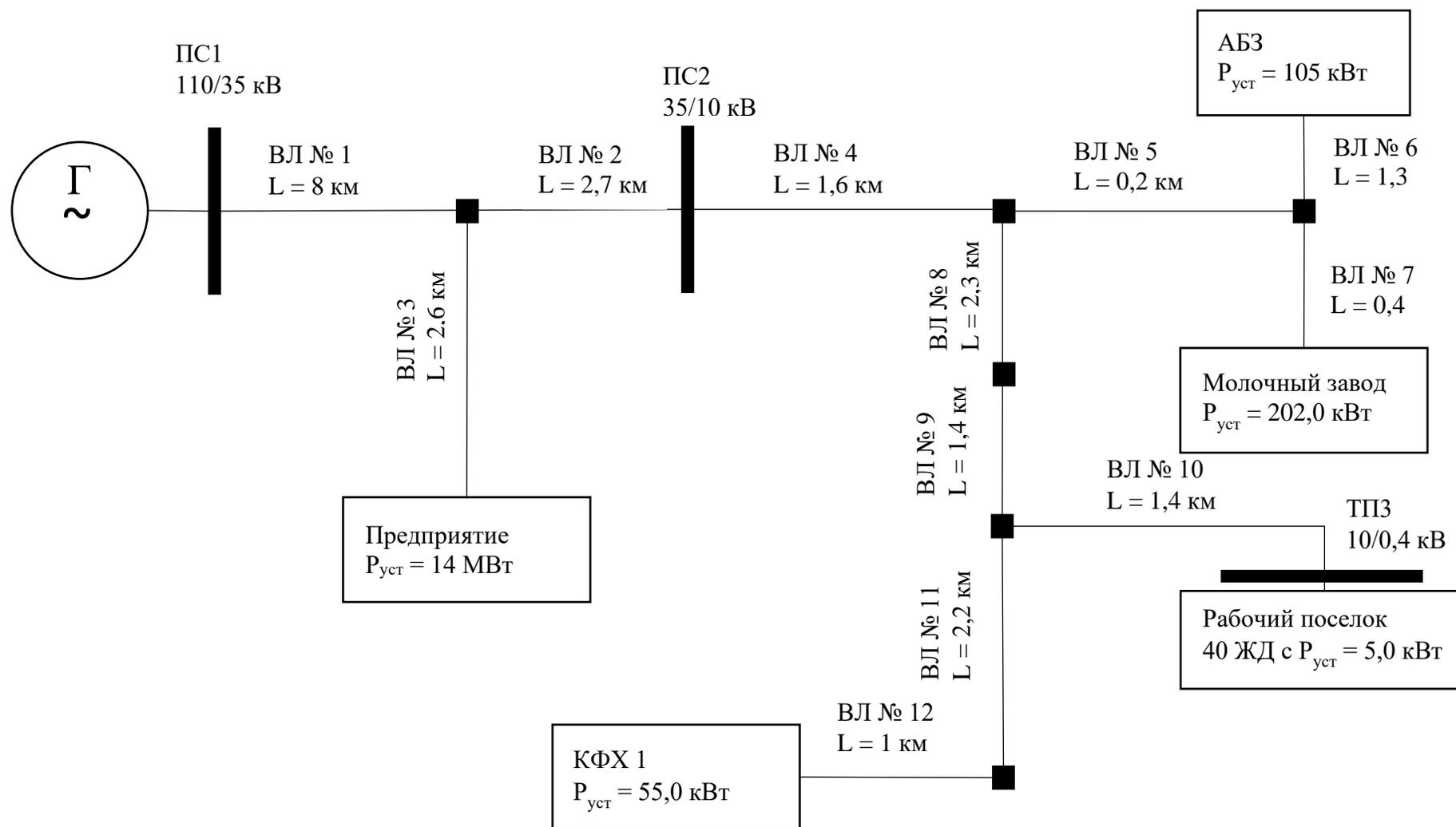
Вариант 10



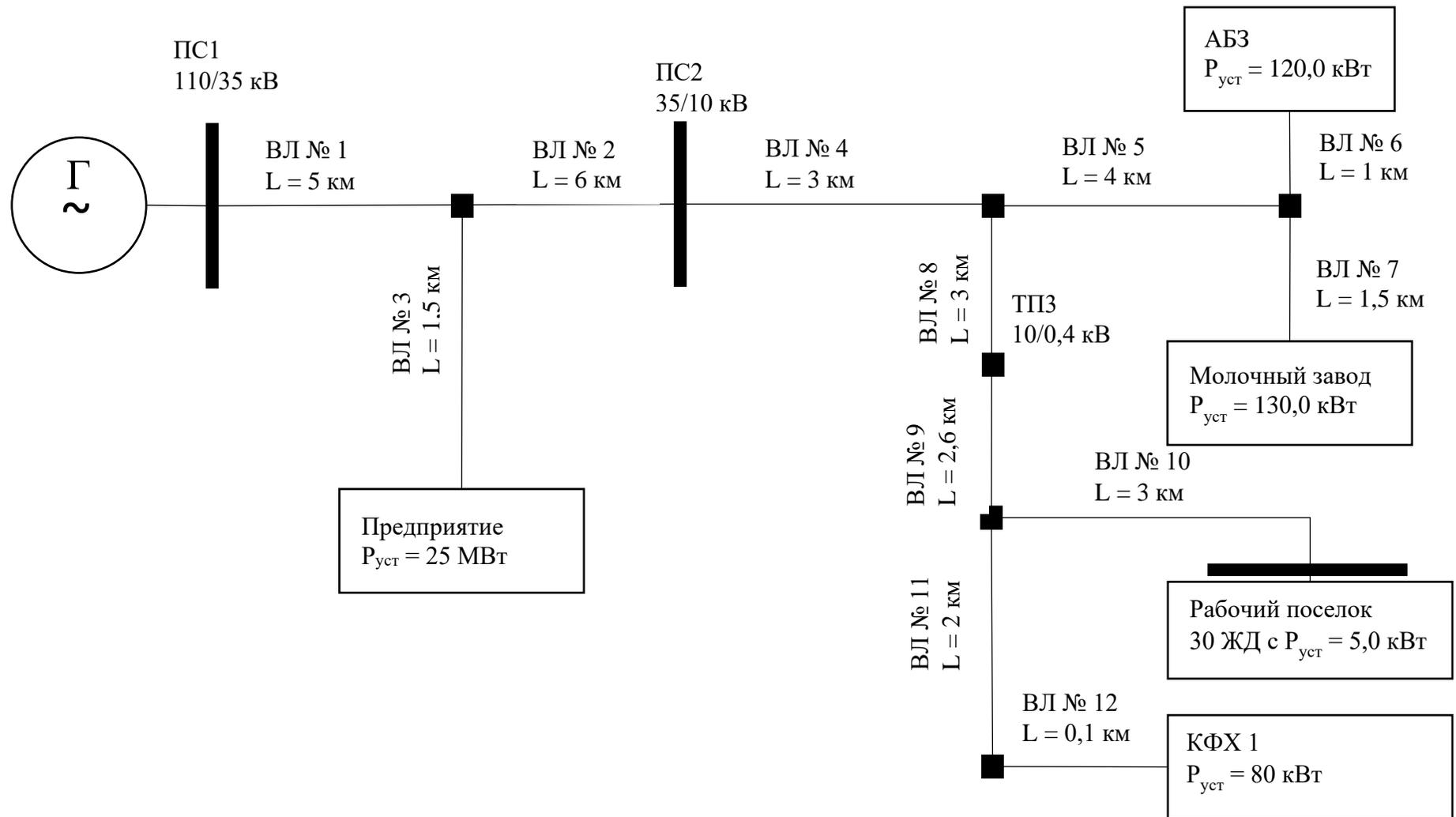
Вариант 11



Вариант 12

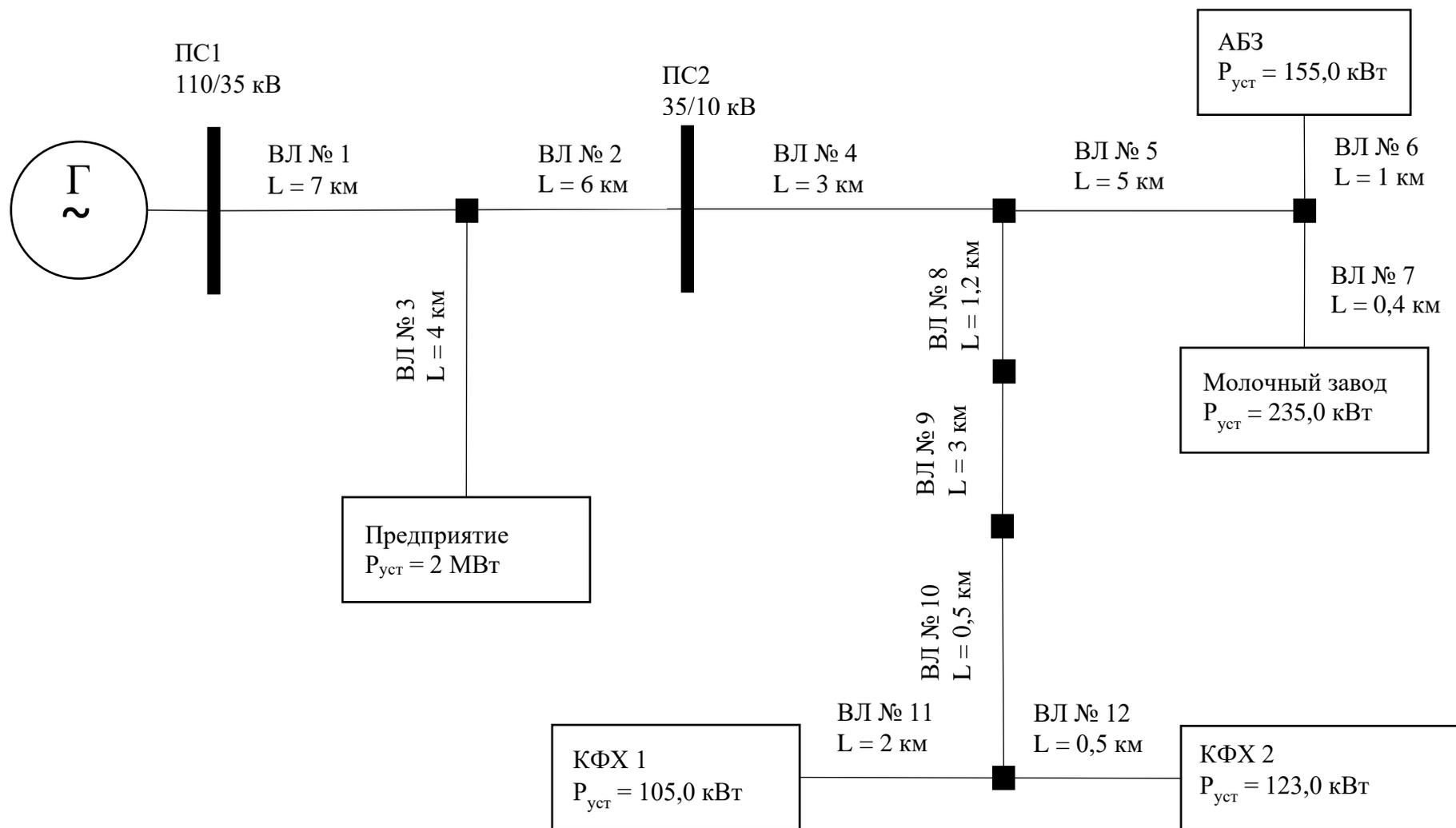


Вариант 13

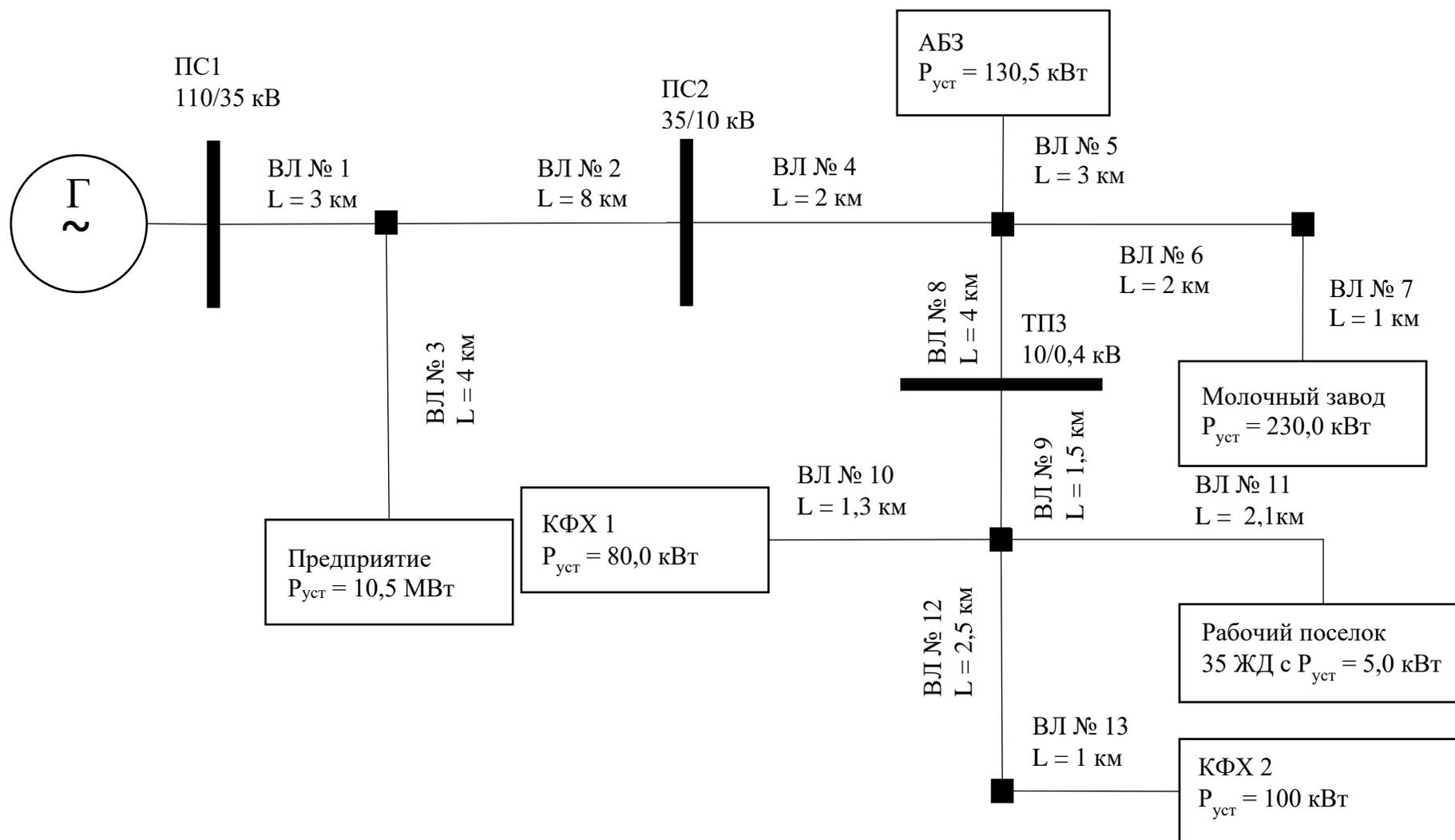




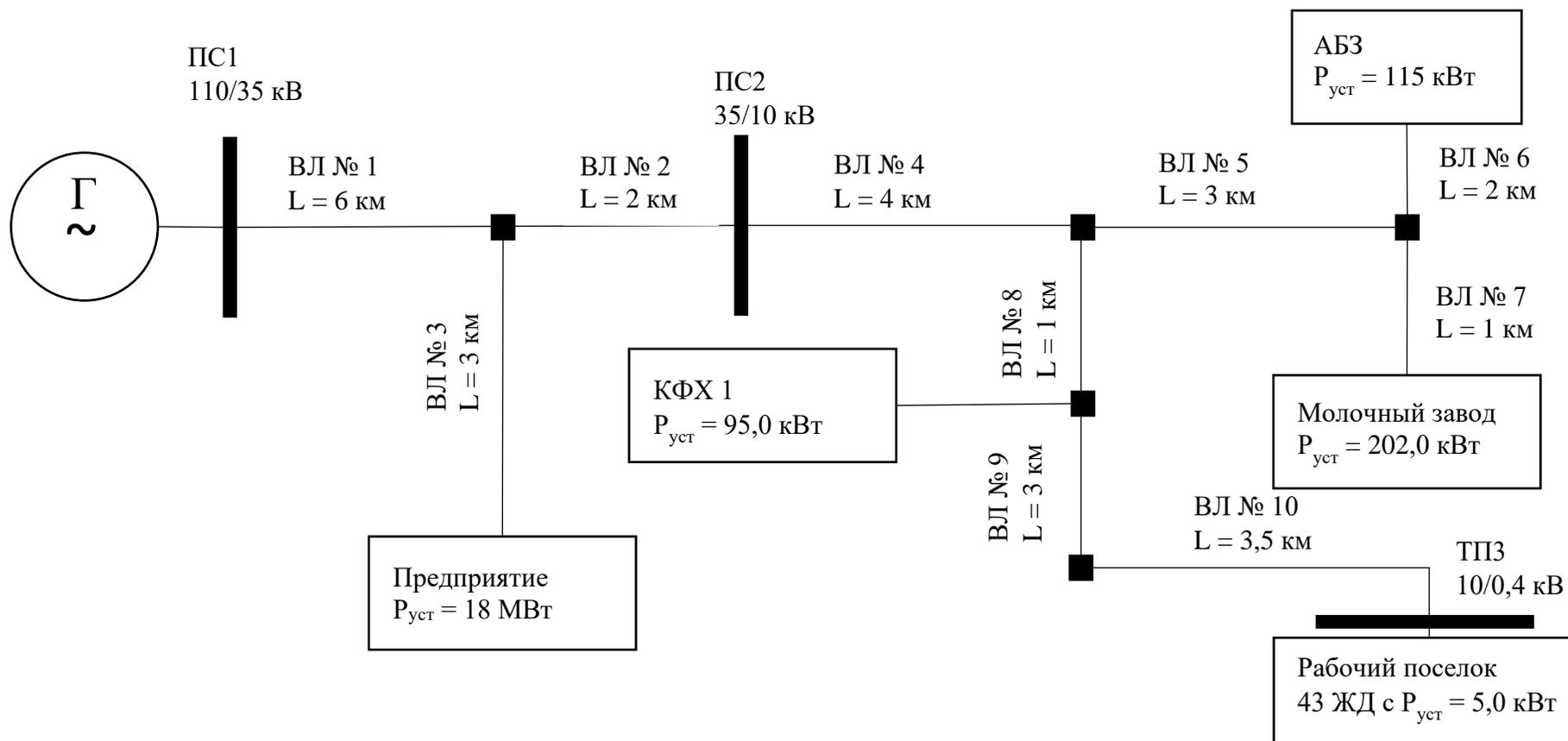
Вариант 15



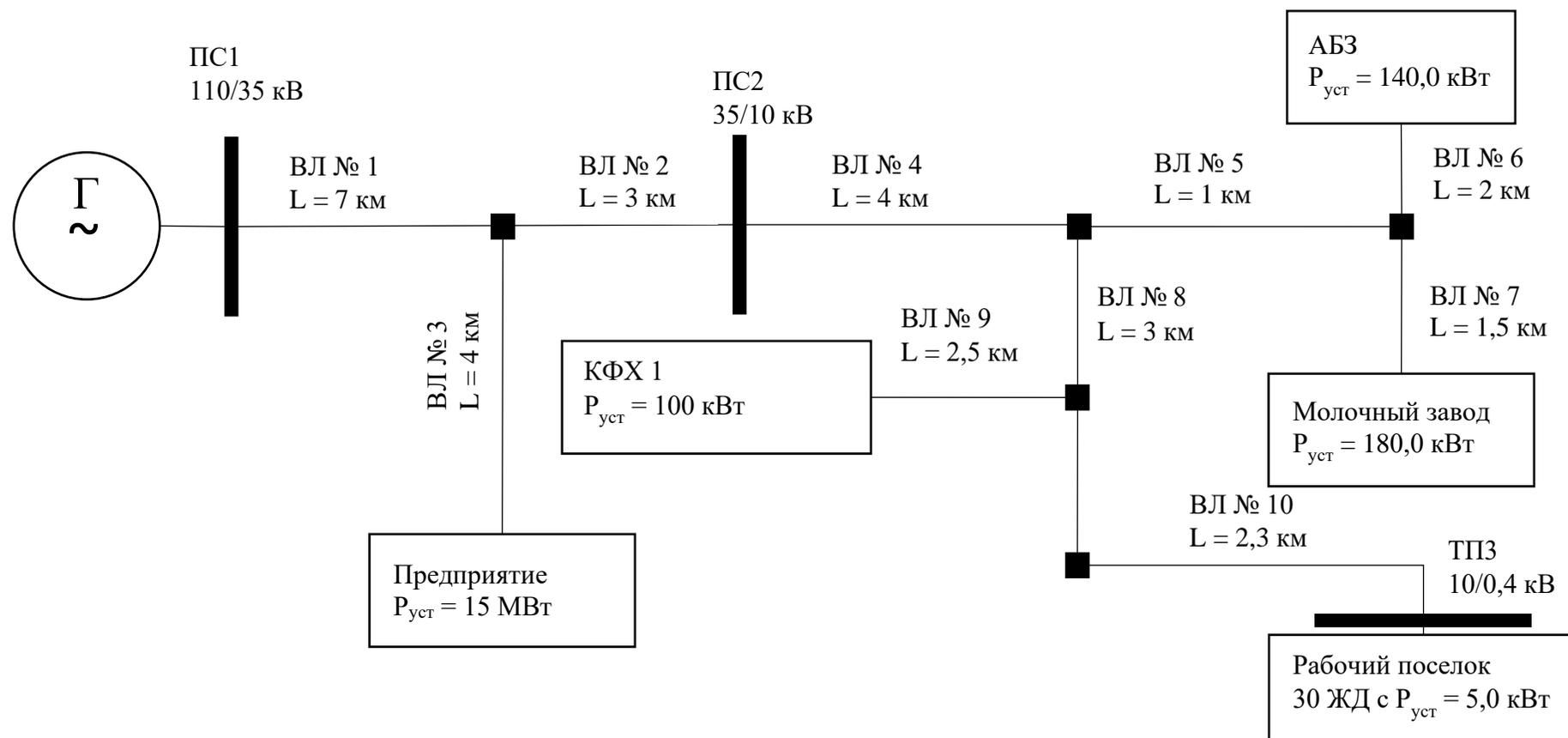
Вариант 16



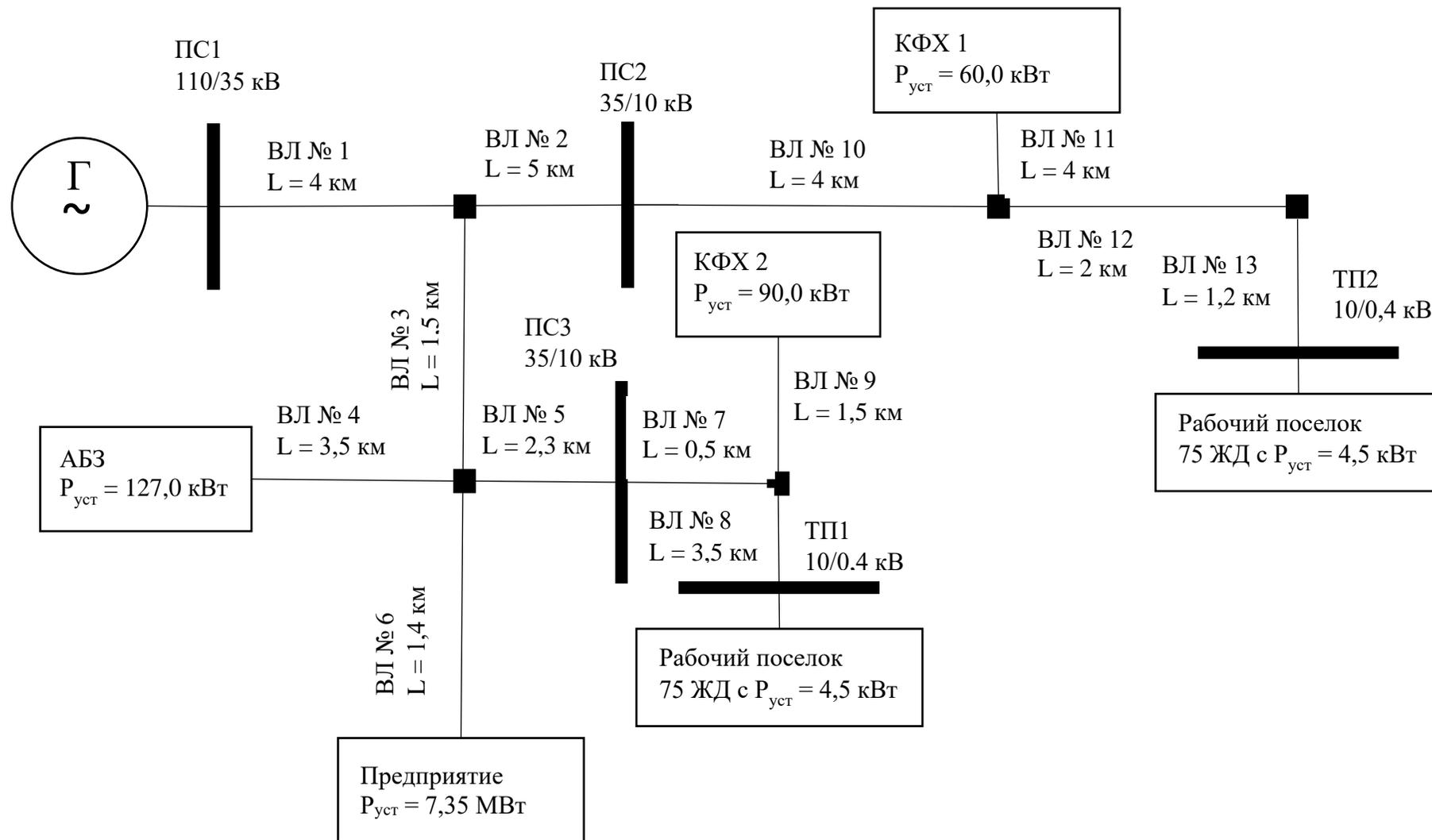
Вариант 17



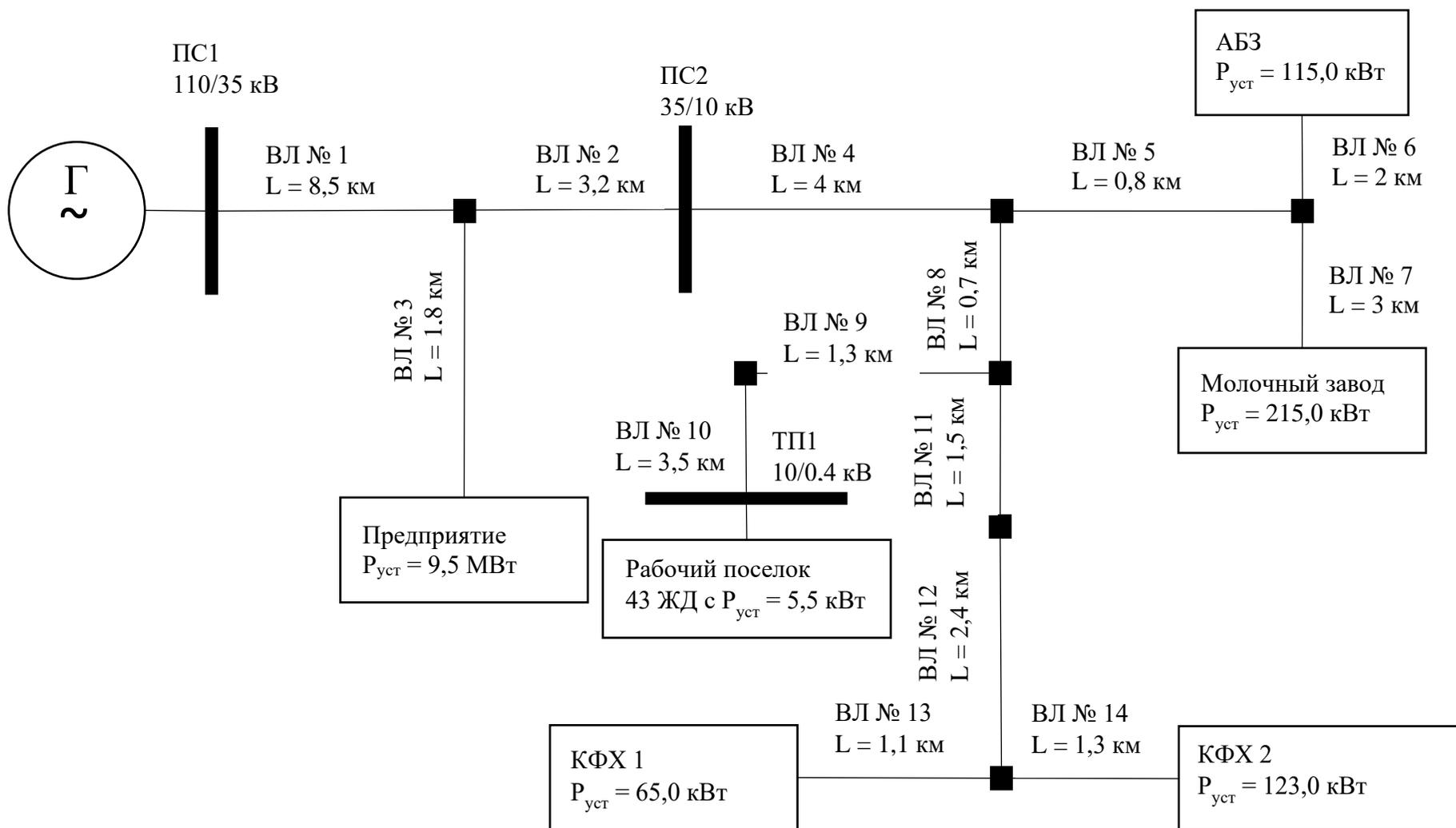
Вариант 18



Вариант 19

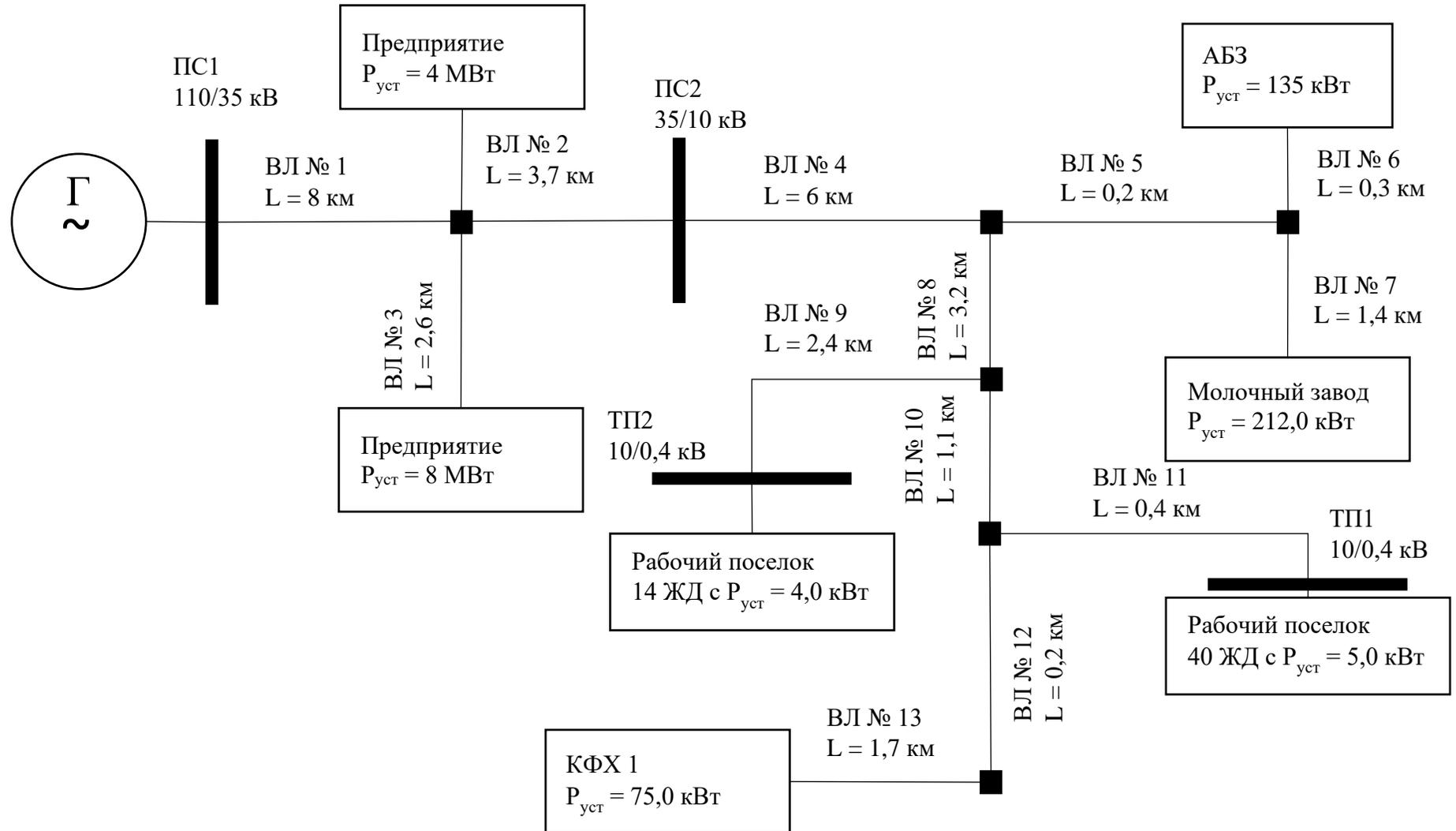


Вариант 20

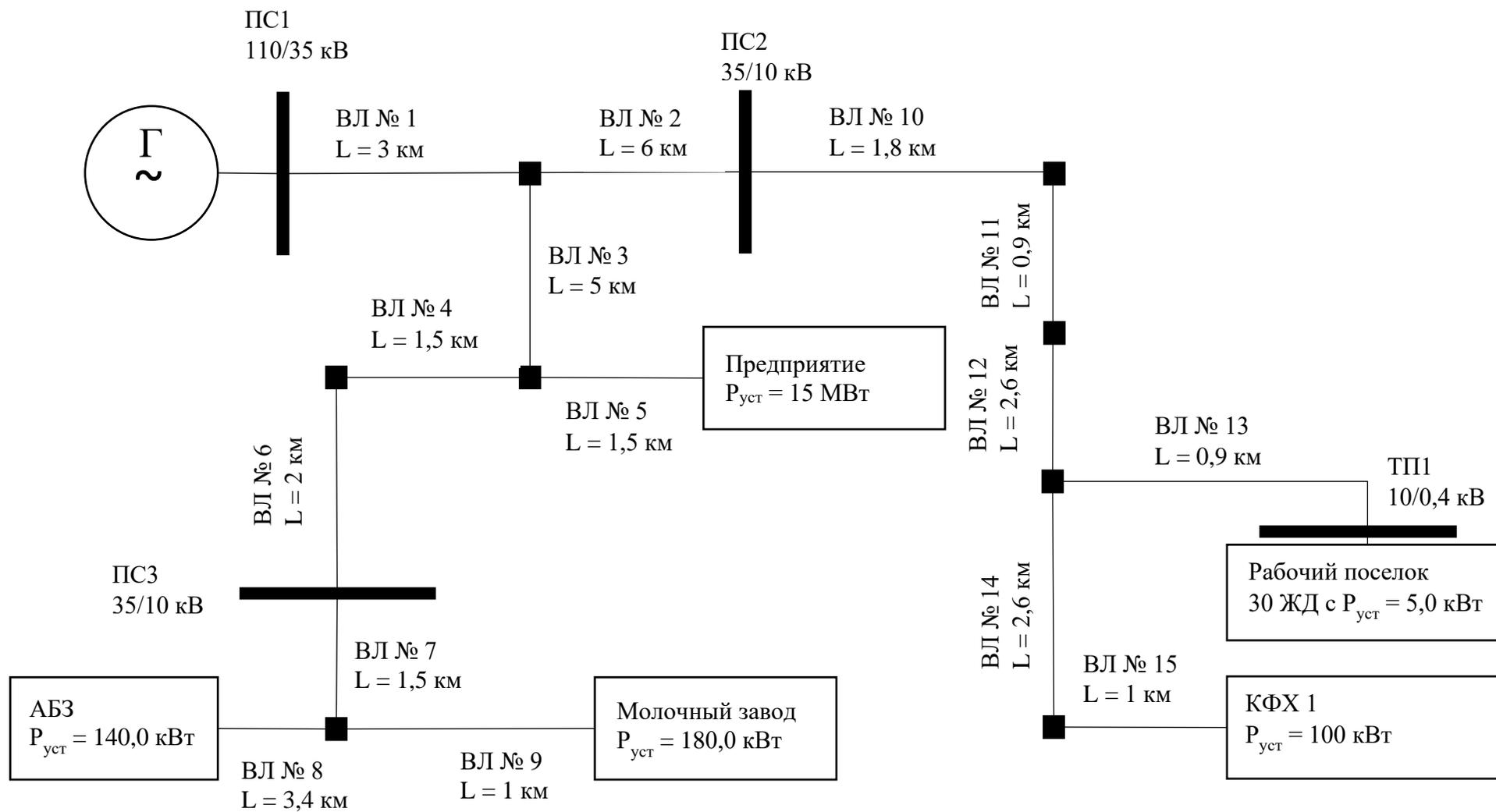




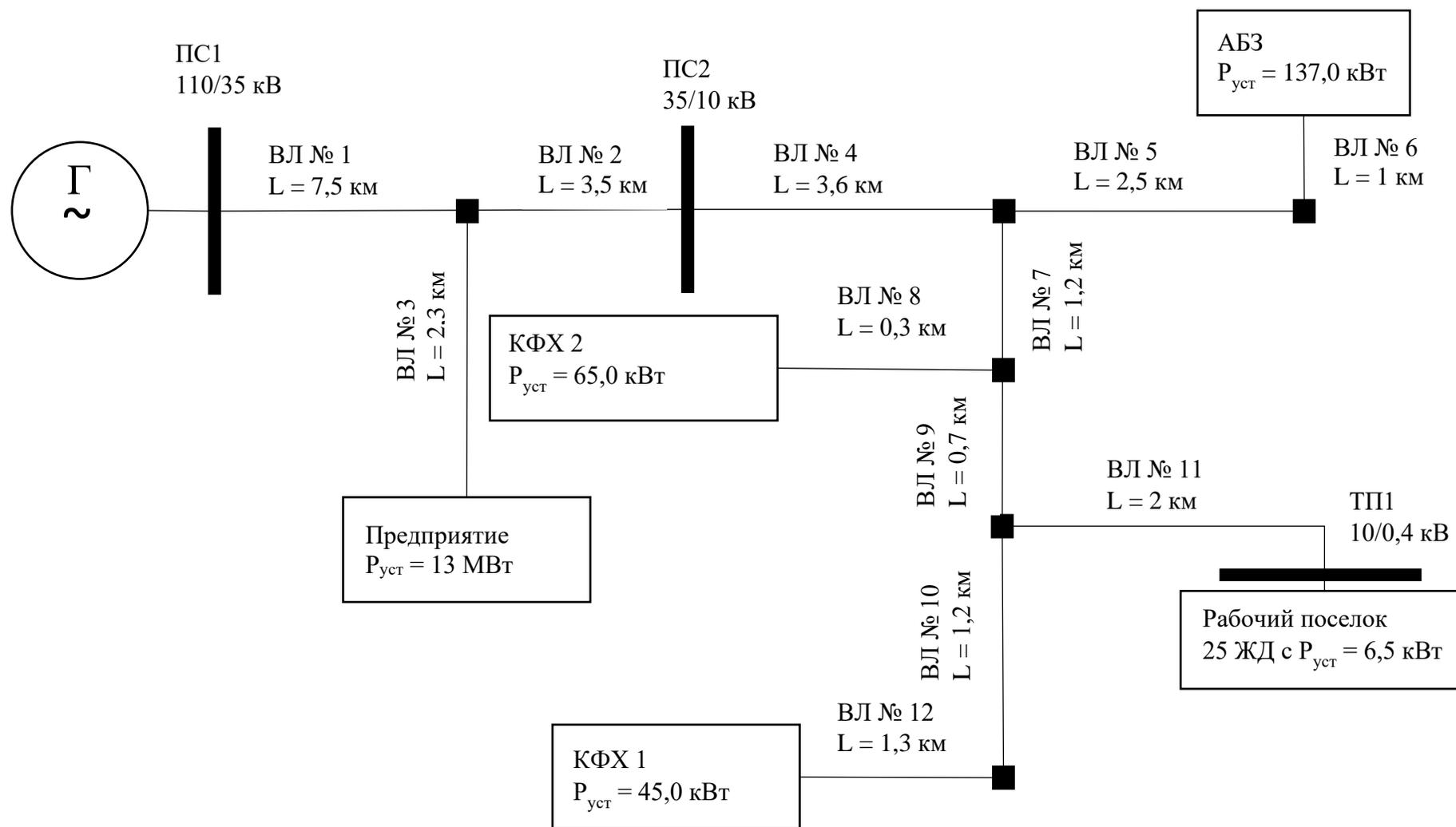
Вариант 22



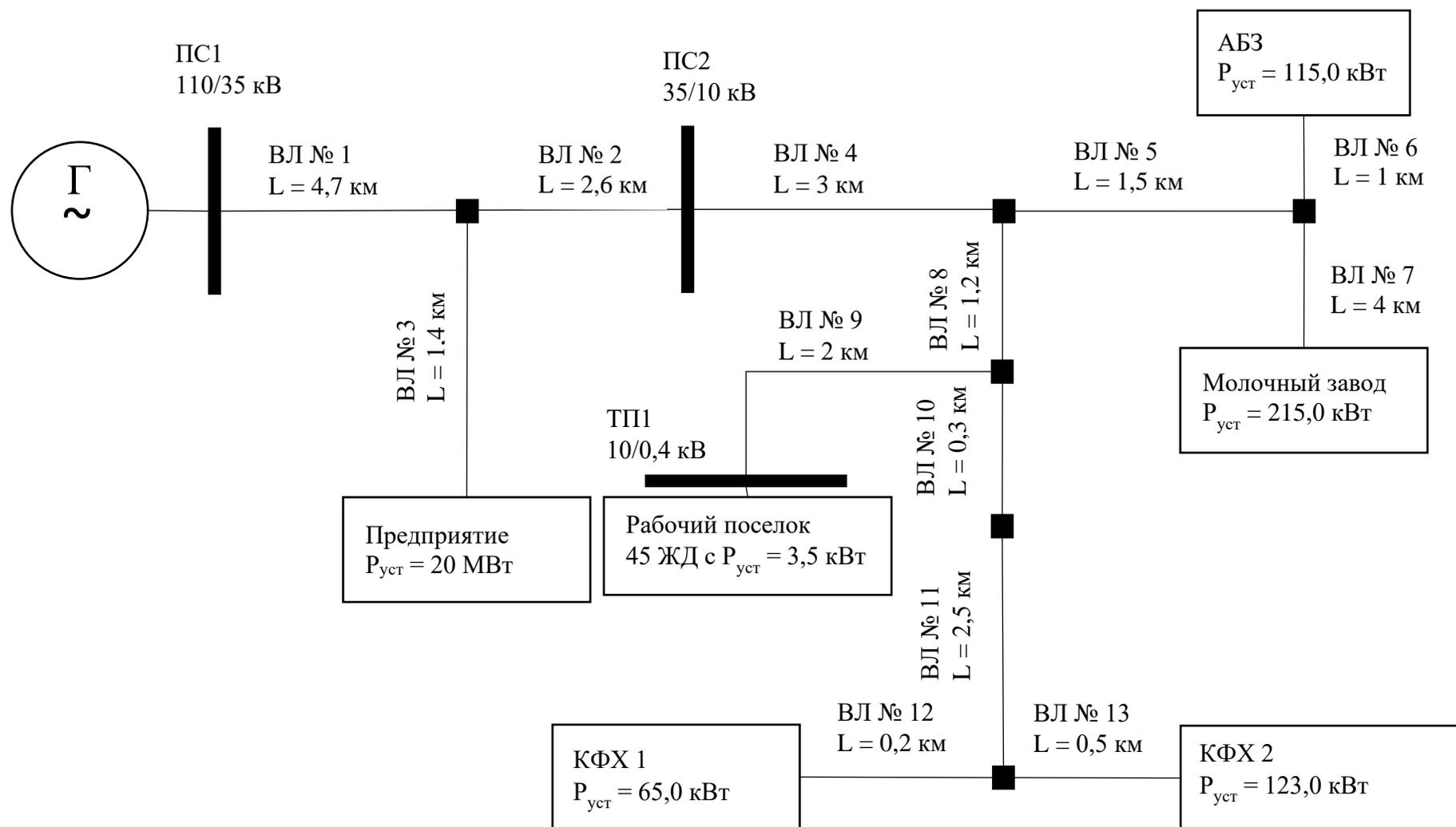
Вариант 23



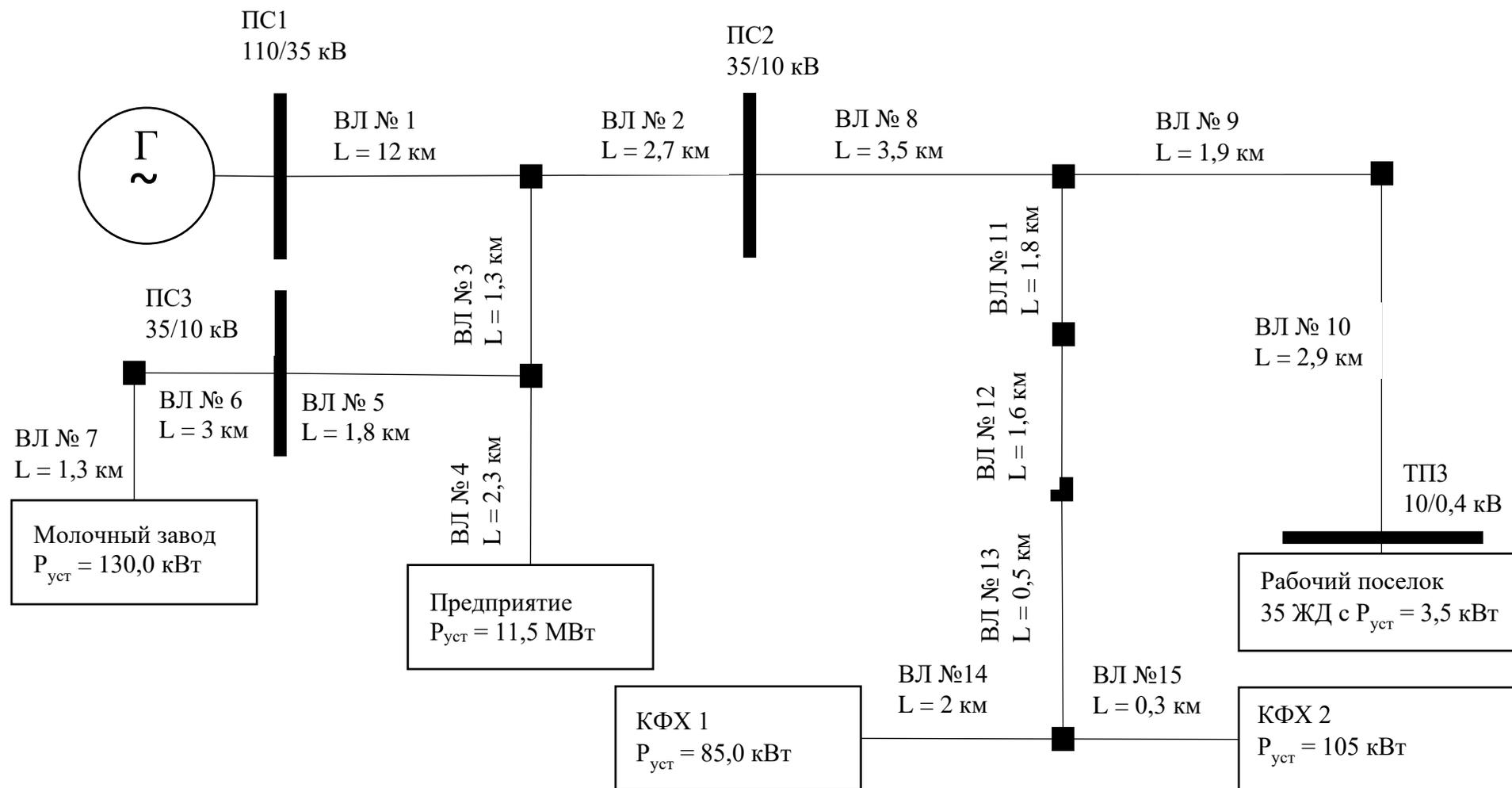
Вариант 24



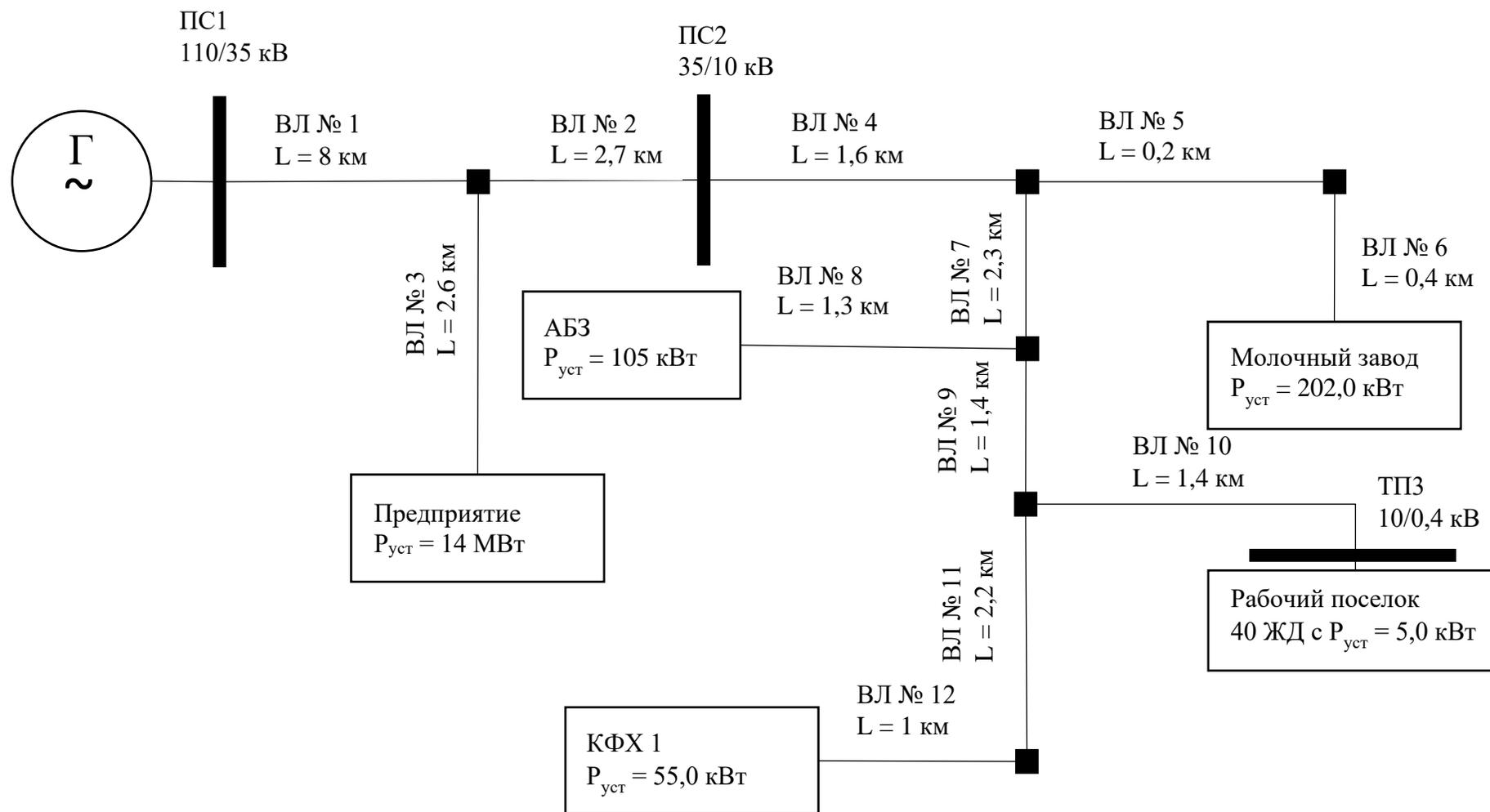
Вариант 25



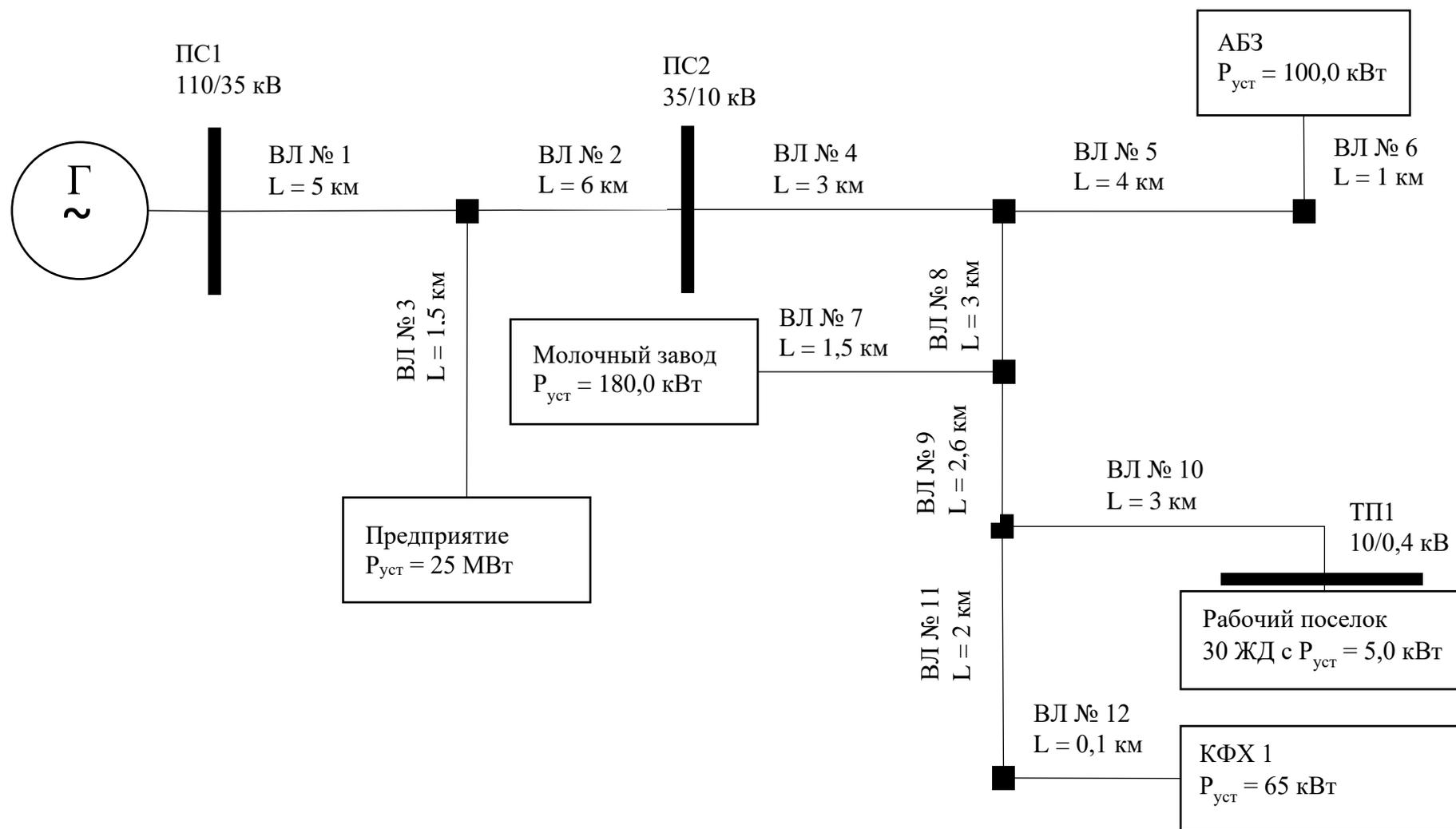
Вариант 26



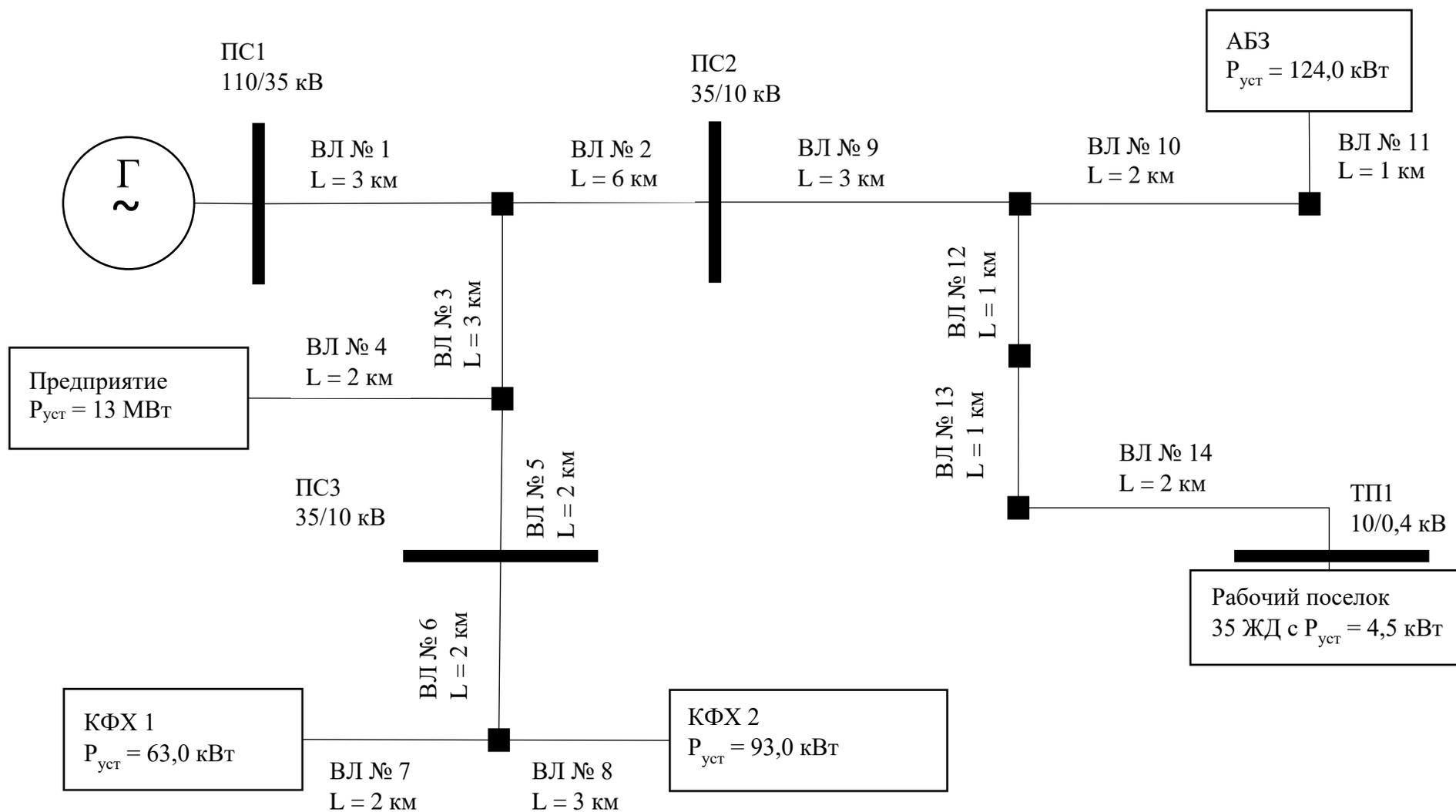
Вариант 27



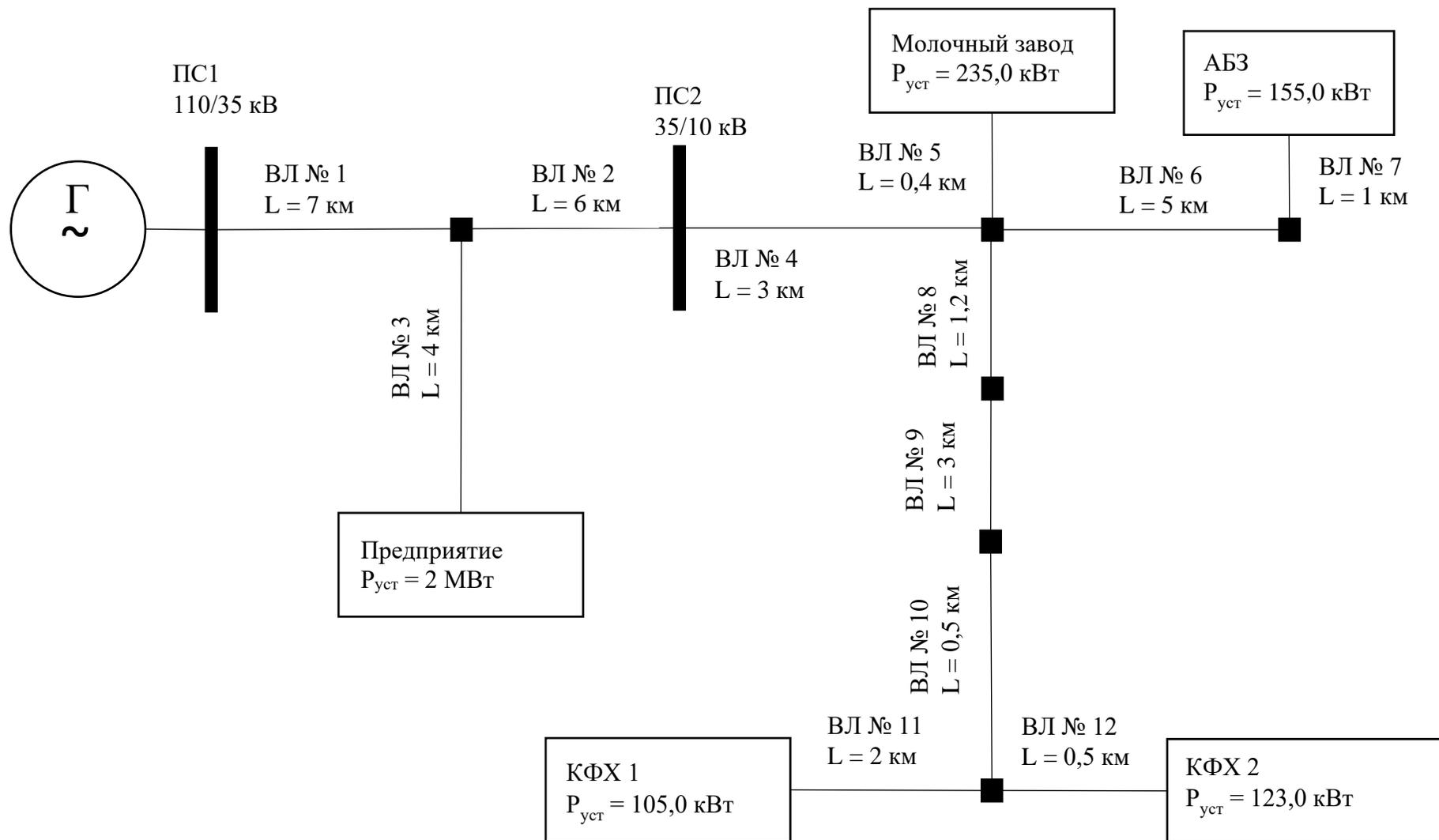
Вариант 28



Вариант 29



Вариант 30



ФГБОУ ВО «Рязанский государственный радиотехнический университет

им. В.Ф. Уткина»

Кафедра «Промышленная электроника»

**Задание на курсовую работу**

по дисциплине «Автоматизация управления системами электроснабжения»

**Тема:** «Расчет параметров устройств релейной защиты электроэнергетической системы».

**Исходные данные:** схема электроэнергетической системы с указанием типов и нагрузок подключенных потребителей, протяженности участков ВЛ (вариант №\_\_, см. приложение к заданию).

Для указанной электроэнергетической системы необходимо выполнить расчет уставок токовых отсечек и построение графиков зон их действия, подобрать трансформаторы тока и реле повторного включения, рассчитать время срабатывания и время возврата реле повторного включения УАПВ линий 35 и 10 кВ.

Задание выдал

ФИО преподавателя

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

Задание принял к исполнению Дата

Студент гр. \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_