

# **Методика проведения сертификационных испытаний устройств АЛАР**

## **1. Область применения**

Методика должна применяться при проведении сертификационных испытаний устройств АЛАР для проверки на соответствие требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (далее – Стандарт).

## **2. Этапы подготовки и проведения сертификационных испытаний устройств АЛАР**

Сертификационные испытания устройств АЛАР проводятся с использованием тестовой модели энергосистемы (математической модели энергосистемы) и ПАК РВ.

Сертификационные испытания должны содержать следующие этапы:

- подготовка ПАК РВ;
- сборка тестовой модели энергосистемы;
- проведение сертификационных испытаний;
- анализ результатов сертификационных испытаний.

## **3. Сборка тестовой модели энергосистемы**

### **3.1. Общие положения**

3.1.1. Тестовая модель энергосистемы должна быть собрана в соответствии со схемой, приведенной в п. 3.2.

3.1.2. В тестовой модели энергосистемы необходимо реализовать:

- АРВ сильного действия синхронных генераторов;
- автоматический регулятор скорости турбины;
- модели, реализующие короткие замыкания различного вида;
- устройства, моделирующие действия релейной защиты и автоматики (РЗ и АПВ);
- систему контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима;
- модели выключателей с пофазными приводами.

### **3.2. Схема тестовой модели энергосистемы**

3.2.1. Схема тестовой модели энергосистемы должна иметь трехфазное исполнение.

3.2.2. Схема тестовой модели энергосистемы должна содержать 5 генераторов с промежуточными отборами мощности на шинах генераторного напряжения, 2 узла комплексной нагрузки (статической и двигательной), 12 линий электропередачи и источник переменного напряжения для моделирования гармонических составляющих ( $U_n$ ).

Генераторы должны моделировать АЭС, ГЭС, ТЭС и эквиваленты энергосистем ЭС-1 и ЭС-2.

Линии электропередачи должны быть представлены моделями линий 330 кВ различной длины.

Схема тестовой модели энергосистемы должна соответствовать схеме, представленной на рисунке 1.

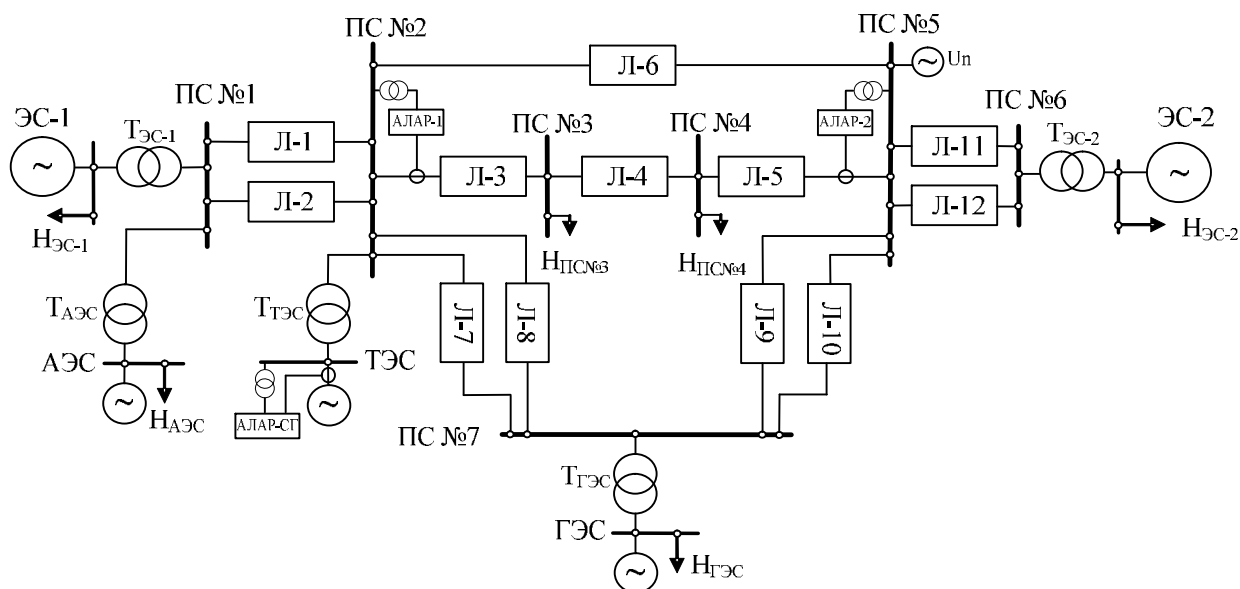


Рис. 1 Схема тестовой модели энергосистемы для сертификационных испытаний устройств АЛАР

3.2.3. Параметры линий электропередачи, трансформаторов, синхронных генераторов, нагрузок тестовой модели энергосистемы должны соответствовать параметрам, приведенным в таблицах 1–4.

Параметры сопротивлений обратной последовательности линий электропередачи должны совпадать с параметрами сопротивлений прямой последовательности.

Параметры сопротивлений нулевой и обратной последовательностей трансформаторов должны совпадать с параметрами сопротивлений прямой последовательности.

Промежуточные отборы мощности на шинах низшего напряжения АЭС, ГЭС, ЭС-1 и ЭС-2 должны быть представлены шунтом, состоящим из активного сопротивления, соответствующего требуемому потреблению активной мощности при текущем значении напряжения в узле.

Модели статической нагрузки на ПС № 3, ПС № 4 и собственные нужды ТЭС должны быть представлены шунтом, состоящим из параллельно включенных активного и реактивного сопротивлений, соответствующих требуемому потреблению активной и реактивной мощности при текущем значении напряжения в узле. Модели двигательной нагрузки на ПС № 3, ПС № 4 и собственных нужд ТЭС должны быть представлены трехфазным асинхронным двигателем с короткозамкнутым ротором. Момент на валу асинхронного двигателя должен быть задан постоянной величиной,

соответствующей требуемому потреблению мощности. Механическая инерционная постоянная двигательной нагрузки относительно полной мощности должна составлять  $H = 1 \text{ МВт} \cdot \text{с} / \text{МВ} \cdot \text{А}$ .

3.2.4. Тестовая модель энергосистемы должна иметь возможность осуществления переключений (изменения схемы), необходимых для проведения опытов, указанных в таблице 9.

3.2.5. Диапазон изменения нагрузки, подключенной к шинам электрических станций и подстанций, должен обеспечивать возможность моделирования величин перетоков по ветвям тестовой модели и напряжений в узлах, указанных на рисунках 2–42.

**Таблица 1. Параметры линий электропередачи 330 кВ тестовой модели энергосистемы**

Линия	L	R <sub>1л</sub>	X <sub>1л</sub>	R <sub>0л</sub>	X <sub>0л</sub>	b <sub>л</sub>
	км	Ом	Ом	Ом	Ом	мкСм
Л-1	176,9	4,2	57,5	30,7	143,8	586
Л-2	15,4	0,7	5	3	12,5	52
Л-3	92,3	2,0	30	18,2	75	308,4
Л-4	267,7	5,0	87	47,6	217,5	894,4
Л-5	123,1	3,0	40	23,4	100	411,2
Л-6	483,1	10	157	82,5	392,5	1614
Л-7	307,7	5,5	100	51,7	250	1026,1
Л-8	123,1	4	40	22,5	100	402
Л-9	61,5	1,6	20	10,8	50	210
Л-10	24,6	1	8	4,7	20	82
Л-11	123,1	3,8	40	22,3	100	402
Л-12	92,3	1,6	30	15,4	74,8	309

**Таблица 2. Параметры трансформаторов тестовой модели энергосистемы**

Трансформатор	$S_{ном}$	$U_{ВН\ ном}$	$U_{НН\ ном}$	$R_{1т}$	$X_{1т}$
	МВА	кВ	кВ	Ом	Ом
Т <sub>АЭС</sub>	2400	330	20,0	0,1	4,8
Т <sub>ЭС-1</sub>	16500	330	10,5	0,01	2,5
Т <sub>ЭС-2</sub>	16500	330	10,5	0,01	2,5
Т <sub>ГЭС</sub>	1200	330	15,75	0,2	14,2
Т <sub>ТЭС</sub>	400	330	20,0	0,9	35,8
Т <sub>ТЭС</sub>	32,0	20,0	6,6	0,056	1,588

**Таблица 3. Параметры генераторов тестовой модели энергосистемы**

Генераторы	$P_{г\ ном}$	$S_{г\ ном}$	$U_{г\ ном}$	Н	$\cos\phi$	Реактивные сопротивления					$T_{do}$
						$X_d$	$X_d'$	$X_d''$	$X_q$	$X_q''$	
						о.е.	о.е.	о.е.	о.е.	о.е.	
ЭС-1	14 000	16471	10,5	3,4	0,85	1,86	0,278	0,192	1,82	0,27 6	6,4 5
ЭС-2	14 000	16471	10,5	3,4	0,85	1,86	0,278	0,192	1,82	0,27 6	6,4 5
АЭС	2000	2353	20	5,525	0,85	2,56	0,355	0,242	2,56	0,24 2	9,2
ТЭС	300	352.9	20	2,48	0,85	1,8	0,26	0,173	1,74	0,26	5,9
ГЭС	1000	1176	15,75	2,976	0,85	0,67	0,31	0,295	0,5	0,31 2	4,3

В таблицах 1–3 используются следующие обозначения:

$L$  – длина линии электропередачи;

$R_{1л}$  – активное сопротивление прямой последовательности линии электропередачи;

$R_{0л}$  – активное сопротивление нулевой последовательности линии электропередачи;

$X_{1л}$  – индуктивное сопротивление прямой последовательности линии электропередачи;

$X_{0л}$  – индуктивное сопротивление нулевой последовательности линии электропередачи;

$b_{л}$  – емкостная проводимость линии электропередачи;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ВН\text{ ном}}$  – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;  
 $U_{НН\text{ ном}}$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора;  
 $R_{1Т}$  – активное сопротивление прямой последовательности трансформатора;  
 $X_{1Т}$  – индуктивное сопротивление прямой последовательности трансформатора;  
 $P_{Г\text{ ном}}$  – номинальная активная мощность генератора;  
 $S_{Г\text{ ном}}$  – номинальная полная мощность генератора;  
 $U_{Г\text{ ном}}$  – напряжение на шинах генератора;  
 $X_d$  – продольное синхронное индуктивное сопротивление;  
 $X_{d'}$  – продольное переходное индуктивное сопротивление;  
 $X_{d''}$  – продольное сверхпереходное индуктивное сопротивление;  
 $X_q$  – поперечное синхронное индуктивное сопротивление;  
 $X_{q''}$  – поперечное сверхпереходное индуктивное сопротивление;  
 $T_{do}$  – постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой статорной обмотке;  
 $H$  – механическая инерционная постоянная агрегата (генератора и турбины) относительно полной мощности;  
 $\cos\varphi$  – коэффициент мощности.

### 3.3. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов и автоматические регуляторы скорости турбин

3.3.1. Синхронные генераторы ЭС-1, ЭС-2, АЭС, ТЭС и ГЭС должны быть оснащены моделями быстродействующих тиристорных систем возбуждения и АРВ сильного действия синхронных генераторов. Настройка всех АРВ, которыми оснащены синхронные генераторы тестовой модели, должна быть выполнена в соответствии с параметрами, приведенными в таблице 4.

**Таблица 4. Параметры настройки АРВ синхронных генераторов тестовой модели энергосистемы**

Генератор	Тип системы возбуждения	Тип АРВ	Коэффициенты					$T_{СВ}$ с	$T_{АРВ}$ с
			$K_U$	$K_{IU}$	$K_{IF}$	$K_F$	$K_{IF}$		
			е.в.н./ е.н.с.	е.в.н./ е.н.с./с	е.в.н./ е.т.р./с	е.в.н./ /Гц	е.в.н./ Гц/с		
ЭС-1	Тиристорная	АРВ-СД	50	3,6	1,25	1,5	3,5	0,03	0,04
ЭС-1	Тиристорная	АРВ-СД	50	3,6	1,25	1,5	3,5	0,03	0,04
АЭС	Тиристорная	АРВ-СД	50	3,6	1,25	1,5	3,5	0,03	0,04
ТЭС	Тиристорная	АРВ-СД	50	3,6	1,25	1,5	3,5	0,03	0,04
ГЭС	Тиристорная	АРВ-СД	50	3,6	1,25	1,5	3,5	0,03	0,04

В таблице 4 используются следующие обозначения:

$K_U$  – коэффициент усиления пропорционального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения);

$K_{1U}$  – коэффициент усиления дифференциального канала регулятора напряжения (по производной напряжения);

$K_{1F}$  – коэффициент усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора;

$K_F$  – коэффициент усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения;

$K_{1F}$  – коэффициент усиления канала системной стабилизации по производной частоты напряжения;

$T_{CB}$  – постоянная времени системы возбуждения;

$T_{APB}$  – постоянная времени APB;

APB-CD – автоматический регулятор возбуждения сильного действия.

3.3.2. Для генераторов ЭС-1, АЭС, ТЭС и ГЭС модели турбин должны быть представлены постоянным механическим моментом. Эквивалентная энергосистема ЭС-2 тестовой модели должна быть оснащена устройством, моделирующим автоматический статический регулятор скорости турбины, со статизмом регулирования по частоте 10%.

### **3.4. Система контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима**

3.4.1. Тестовая модель энергосистемы должна быть оснащена системой контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима.

3.4.2. Система контроля параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать возможность измерения и визуализации напряжений во всех узлах тестовой модели энергосистемы, токов и перетоков активной мощности в ветвях тестовой модели энергосистемы.

3.4.3. Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать одновременную синхронизированную по времени регистрацию следующих параметров:

активная и реактивная мощности генераторов ЭС-1 [ $P_{ЭС-1}$ ,  $Q_{ЭС-1}$ ], ЭС-2 [ $P_{ЭС-2}$ ,  $Q_{ЭС-2}$ ], ГЭС [ $P_{ГЭС}$ ,  $Q_{ГЭС}$ ], АЭС [ $P_{АЭС}$ ,  $Q_{АЭС}$ ], ТЭС [ $P_{ТЭС}$ ,  $Q_{ТЭС}$ ];

перетоки активной мощности в ветвях Л-1 [ $P_{Л-1}$ ], Л-2 [ $P_{Л-2}$ ], Л-3 [ $P_{Л-3}$ ], Л-4 [ $P_{Л-4}$ ], Л-5 [ $P_{Л-5}$ ], Л-6 [ $P_{Л-6}$ ], Л-7 [ $P_{Л-7}$ ], Л-8 [ $P_{Л-8}$ ], Л-9 [ $P_{Л-9}$ ], Л-10 [ $P_{Л-10}$ ], Л-11 [ $P_{Л-11}$ ], Л-12 [ $P_{Л-12}$ ];

токи в ветвях Л-3 [ $P_{Л-3}$ ], Л-4 [ $P_{Л-4}$ ], Л-5 [ $P_{Л-5}$ ];

напряжения фаз А, В, С в узлах ПС № 2 [ $U_2$ ], ПС № 3 [ $U_3$ ], ПС № 4 [ $U_4$ ], ПС № 5 [ $U_5$ ], ТЭС [ $U_{ТЭС}$ ];

частота в узлах ПС № 2 [ $f_2$ ], ПС № 5 [ $f_5$ ], ТЭС [ $f_{ТЭС}$ ];

относительные углы между напряжениями ( $\delta$ ) в узлах ПС № 1, ПС № 2, ПС № 3, ПС № 4, ПС № 5, ПС № 6, ТЭС;

относительные углы электродвижущих сил генераторов ЭС-1 [ $\delta_{ЭС-1}$ ], ЭС-2 [ $\delta_{ЭС-2}$ ], ГЭС [ $\delta_{ГЭС}$ ], АЭС [ $\delta_{АЭС}$ ], ТЭС [ $\delta_{ТЭС}$ ].

3.4.4. Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать:

измерение фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 1 мс;

запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 20 мс;

запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима в течение не менее 30 с.

### **3.5. Подготовка ПАК РВ и подключение сертифицируемых устройств АЛАР**

3.5.1. ПАК РВ должен быть подготовлен для проверки корректности функционирования устройства АЛАР при:

- снятии или подаче питания;
- возникновении неисправности в цепях оперативного тока;
- неисправностях цепей напряжения;
- потере цепей напряжения;
- восстановлении работоспособности устройства после перерыва питания;
- аварийных режимах, не приводящих к возникновению асинхронного режима;
- аварийных режимах, приводящих к возникновению асинхронного режима.

3.5.2. ПАК РВ должен обеспечивать возможность одновременного подключения не менее:

- 14 аналоговых каналов по напряжению;
- 10 аналоговых каналов по току;
- 6 дискретных каналов на выход;
- 6 дискретных каналов на вход.

3.5.3. Подключение сертифицируемых устройств АЛАР к ПАК РВ должно осуществляться в соответствии с документацией завода – изготовителя устройства АЛАР. Подключение должно обеспечить адекватное функционирование устройств АЛАР при выполнении всех опытов программы сертификационных испытаний.

3.5.4. Сертифицируемые устройства АЛАР, предназначенные для установки в электрической сети, устанавливаются на ПС № 2 – АЛАР-1 и на ПС № 5 – АЛАР-2. Оба устройства контролируют транзит 330 кВ ПС №2 – ПС № 3 – ПС № 4 – ПС № 5. Изменением комплексной нагрузки ПС 330 кВ № 3 и № 4 осуществляется моделирование в качестве контролируемого участка как ЛЭП без промежуточных отборов мощности, так и транзита с промежуточными отборами мощности.

Установка сертифицируемого устройства АЛАР, предназначенного для ликвидации асинхронного режима возбужденного генератора относительно электростанции, осуществляется на генератор ТЭС – АЛАР-СГ.

## 4. Проведение сертификационных испытаний

### 4.1. Схемно-режимные условия проведения сертификационных испытаний на тестовой модели энергосистемы

4.1.1. Сертификационные испытания устройств АЛАР, предназначенных для установки в электрической сети, должны проводиться в схемно-режимных условиях, указанных на рисунках 2–21. Величины нагрузок  $N$ , моделируемых активными шунтами на шинах синхронных генераторов, для каждого опыта приведены в таблице 5.

**Таблица 5. Нагрузка на шинах синхронных генераторов при испытаниях устройств АЛАР, предназначенных для установки в электрической сети**

№ Опыта	Нагрузка на шинах синхронных генераторов (Ом)			
	НЭС-1	НАЭС	НГЭС	НЭС-2
7.1.1	0,008481	–	–	0,008481
7.1.2	0,009245	–	–	0,008481
8.1.1	0,008613	–	–	0,008481
8.1.2	0,008927	–	–	0,007764
8.1.3	0,008750	–	0,496125	0,008481
8.1.4	0,008613	–	–	0,008481
9.1.1	0,008480	–	–	0,008480
9.1.2	0,008481	–	–	0,008481
9.1.3	0,00861328	–	0,496125	0,008480
9.1.4	0,008289	0,210526	0,620150	0,008289
9.1.5	0,008289	0,210526	0,620150	0,008289
10.1.1	0,008481	–	–	0,008481
10.1.2	0,008820	–	–	0,008481
10.1.3	0,008927	–	–	0,007764
10.1.4	0,008481	0,266667	0,413438	0,007764
10.1.5	0,008289	0,266667	–	0,007764
10.1.6	0,008289	0,266667	–	0,007764
10.1.7	0,008927	–	–	0,007764
10.1.8	0,008481	0,266667	0,413438	0,007764
10.1.9	0,008481	0,266667	0,413438	0,007764
10.1.10	0,008820	–	–	0,008481
11.1.1	0,008820	–	0,000000	0,008481
11.1.2	0,008820	–	0,000000	0,008481
11.1.3	0,008481	0,266667	0,413438	0,007764
11.1.4	0,008481	0,266667	0,413438	0,007764
12.1.1	0,008820	–	–	0,008481
12.1.2	0,008289	0,266667	–	0,007764
12.1.3	0,008289	0,266667	–	0,007764
13.1.1	0,009037	–	0,496125	0,008481
13.1.2	0,009037	–	0,310000	0,008481
13.1.3	0,009037	–	0,496125	0,008481



4.1.2. Сертификационные испытания устройств АЛАР, предназначенных для установки на электрической станции для ликвидации асинхронного режима возбужденного генератора, должны проводиться в схемно-режимных условиях, указанных на рисунках 22–42. Величины нагрузок Н, моделируемых активными шунтами на шинах синхронных генераторов, для каждого опыта приведены в таблице 6.

Модель нагрузки собственных нужд на ТЭС при сертификационных испытаниях устройств АЛАР, предназначенных для установки на электрической станции для ликвидации асинхронного режима возбужденного генератора, должна быть представлена шунтом, состоящим из параллельно включенных активного и индуктивного сопротивлений, и трехфазным асинхронным двигателем с короткозамкнутым ротором. Нагрузка собственных нужд ТЭС питается через понижающий трансформатор. Параметры трансформатора собственных нужд, асинхронного двигателя и шунта представлены в таблице 7.

**Таблица 6. Нагрузка на шинах синхронных генераторов при испытаниях устройств АЛАР, предназначенных для установки на электрической станции**

№ опыта	Нагрузка на шинах синхронных генераторов (Ом)			
	НЭС-1	НАЭС	НГЭС	НЭС-2
7.2.1	0,008167	0,222222	–	0,008481
7.2.2	0,009587	–	–	0,008481
8.2.1	0,008613	–	–	0,008481
8.2.4	0,008613	–	–	0,008481
8.2.5	0,008613	–	–	0,008481
8.2.6	0,008167	0,222222	–	0,008481
8.2.7	0,008167	0,222222	–	0,008481
8.2.8	0,008167	0,222222	–	0,008481
8.2.9	0,008167	–	–	0,008481
9.2.1	0,008167	0,222222	–	0,008481
9.2.2	0,008167	0,222222	0,827	0,008481
9.2.3	0,009587	0,222222	–	0,0091875
9.2.4	0,008481	0,222222	–	0,008481
9.2.5	0,008481	0,222222	0,827	0,008481
10.2.1	0,00882	0,222222	0,827	0,008481
10.2.2	0,008167	0,222222	0,827	0,00882
10.2.3	0,008167	–	0,827	0,008481
10.2.4	0,008481	0,222222	–	0,008481
10.2.5	0,00882	0,222222	0,827	0,008481
11.2.1	0,008167	0,222222	0,827	0,008481
11.2.2	0,008167	0,222222	0,827	0,008481
11.2.3	0,008167	0,222222	0,827	0,011025
11.2.4	0,008167	0,222222	0,827	0,011025
12.2.1	0,008167	0,222222	0,827	0,008481
12.2.2	0,008167	0,222222	0,827	0,008481
12.2.3	0,00882	0,222222	0,827	0,008481
12.2.4	0,00882	0,222222	0,827	0,008481

**Таблица 7. Параметры нагрузки собственных нужд ТЭС**

Тип нагрузки	$P_{ном}$	$Q_{ном}$	$U_{ном}$	$R_n$	$X_n$
	кВт	кВар	кВ	Ом	Ом
Асинхронный двигатель	16,275	–	6,3	–	–
Активный шунт	4,2	–	6,3	9,45	–
Индуктивный шунт	–	2,6	6,3	–	15,268

В таблице 7 используются следующие обозначения:

$P_{ном}$  – номинальная активная мощность нагрузки;

$Q_{ном}$  – номинальная реактивная мощность нагрузки;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение на шинах подключения нагрузки;

$R_n$  – активное сопротивление нагрузки, представленной шунтом;

$X_n$  – индуктивное сопротивление нагрузки, представленной шунтом.

4.1.3. Проверка работы устройств АЛАР осуществляется путем реализации в тестовой модели энергосистемы возмущений со следующими параметрами:

- трехфазные короткие замыкания на Л-6 вблизи шин ПС № 2 длительностью до 3 секунд;
- двухфазные короткие замыкания на землю на Л-6 вблизи шин ПС № 2 длительностью до 3 секунд;
- однофазные короткие замыкания на Л-6 вблизи шин ПС № 2 длительностью до 3 секунд;
- скачкообразное изменение уставки коэффициента усиления канала системной стабилизации по производной частоты напряжения  $K_{1F}$  генератора ЭС-1 с +7 е.в.н./Гц/с до –7 е.в.н./Гц/с;
- монотонное увеличение перетока активной мощности по ВЛ-3, ВЛ-4, ВЛ-5;
- короткие замыкания с успешными и неуспешными ТАПВ длительностью до 3 секунд;
- короткие замыкания с успешными ОАПВ длительностью 5 секунд.

**Таблица 8. Значения гармонических составляющих напряжения, моделируемых источником напряжения на шинах ПС № 5**

Номер гармонической составляющей напряжения $n$	Значения гармонических составляющих напряжения $U_n$	
	%	кВ
5	2,25	5,25
7	1,5	3,5
11	1,5	3,5
13	1,05	2,45

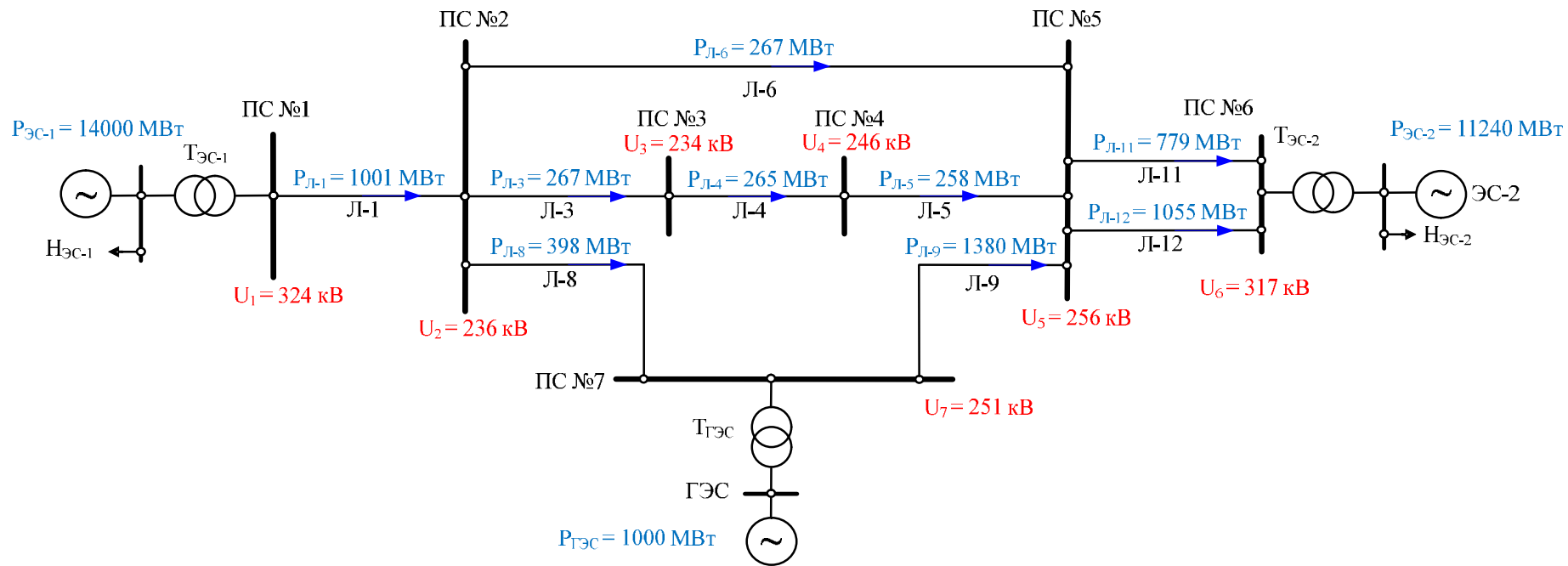


Рис. 1 Опыт 7.1.1

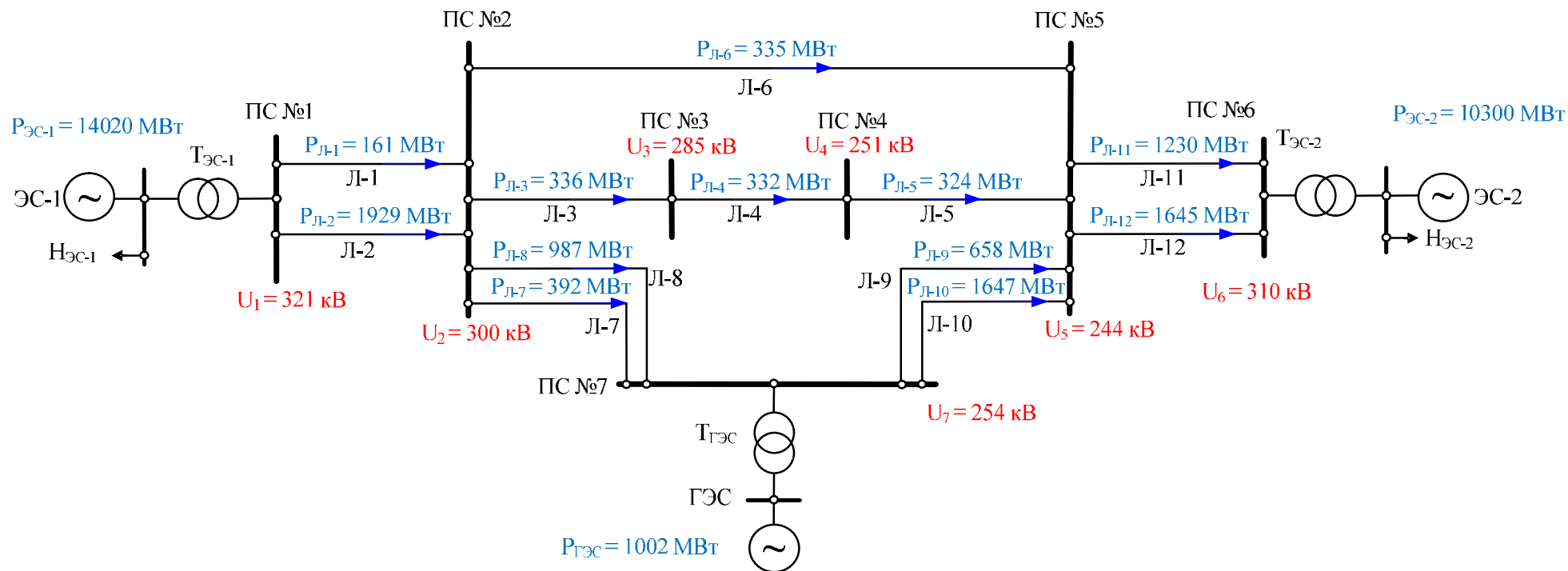


Рис. 2 Опыт 7.1.2

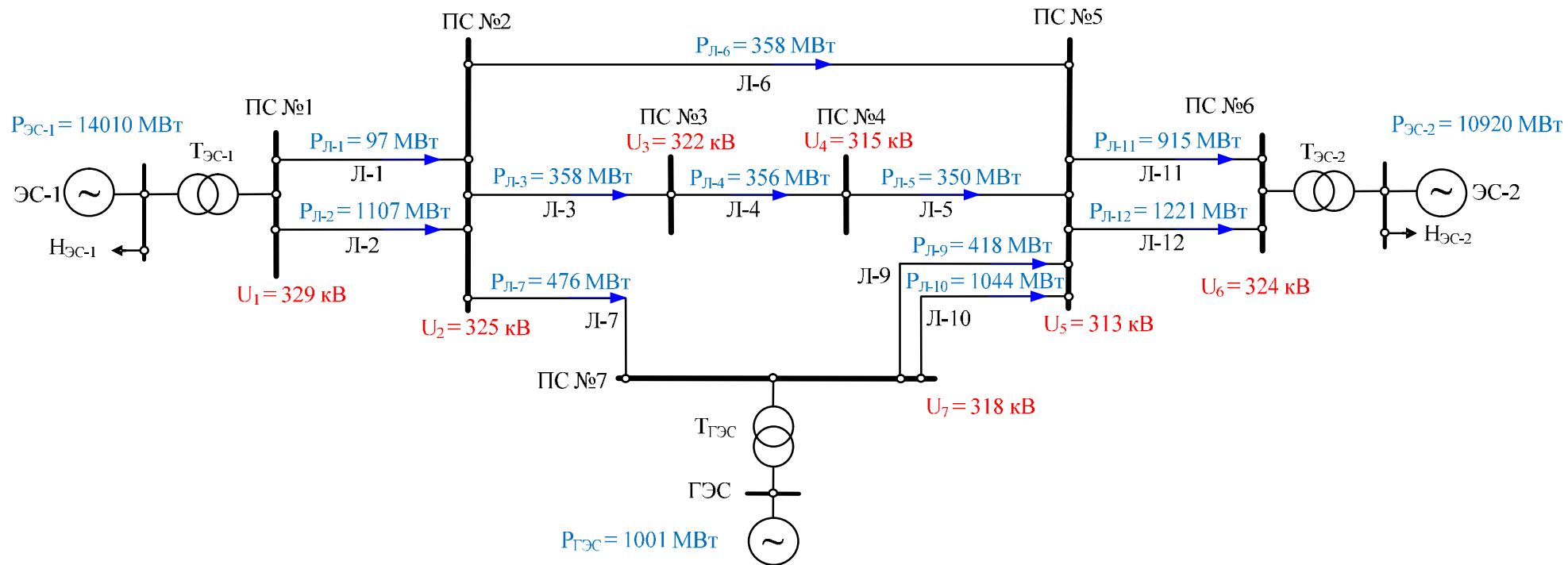


Рис. 3 ОПЫТЫ 8.1.1, 8.1.4

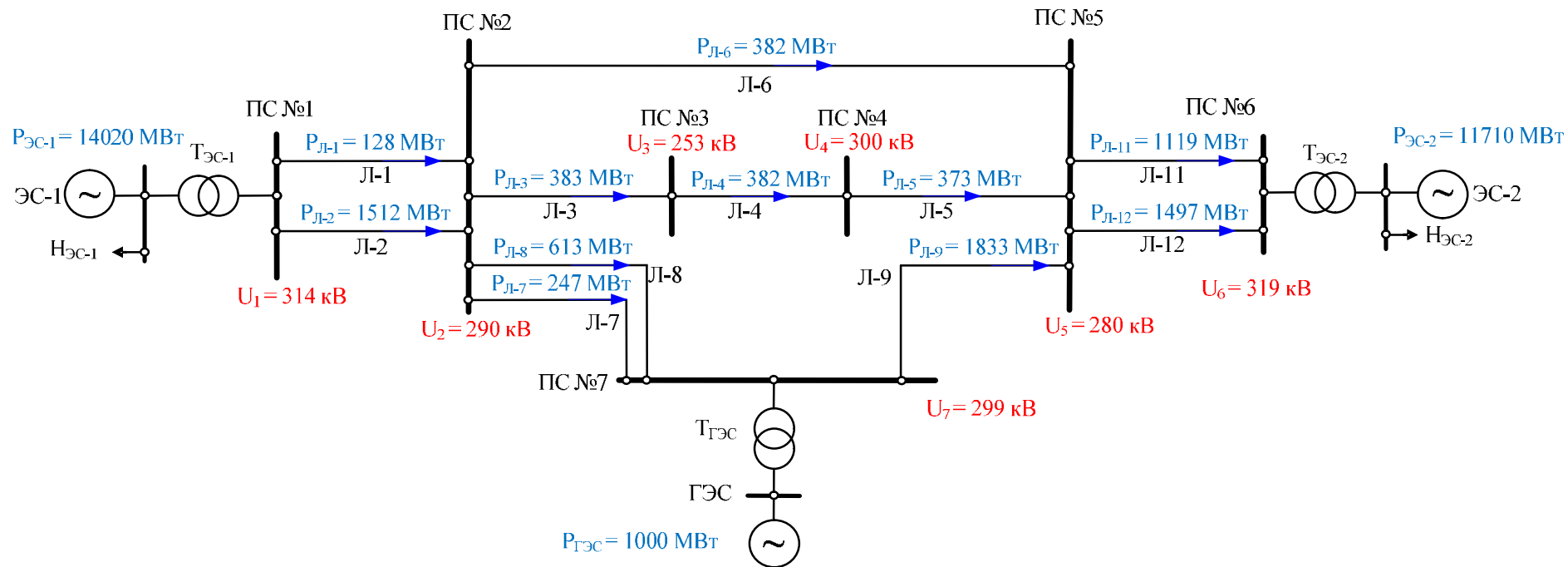


Рис. 4 Опыты 8.1.2, 10.1.7

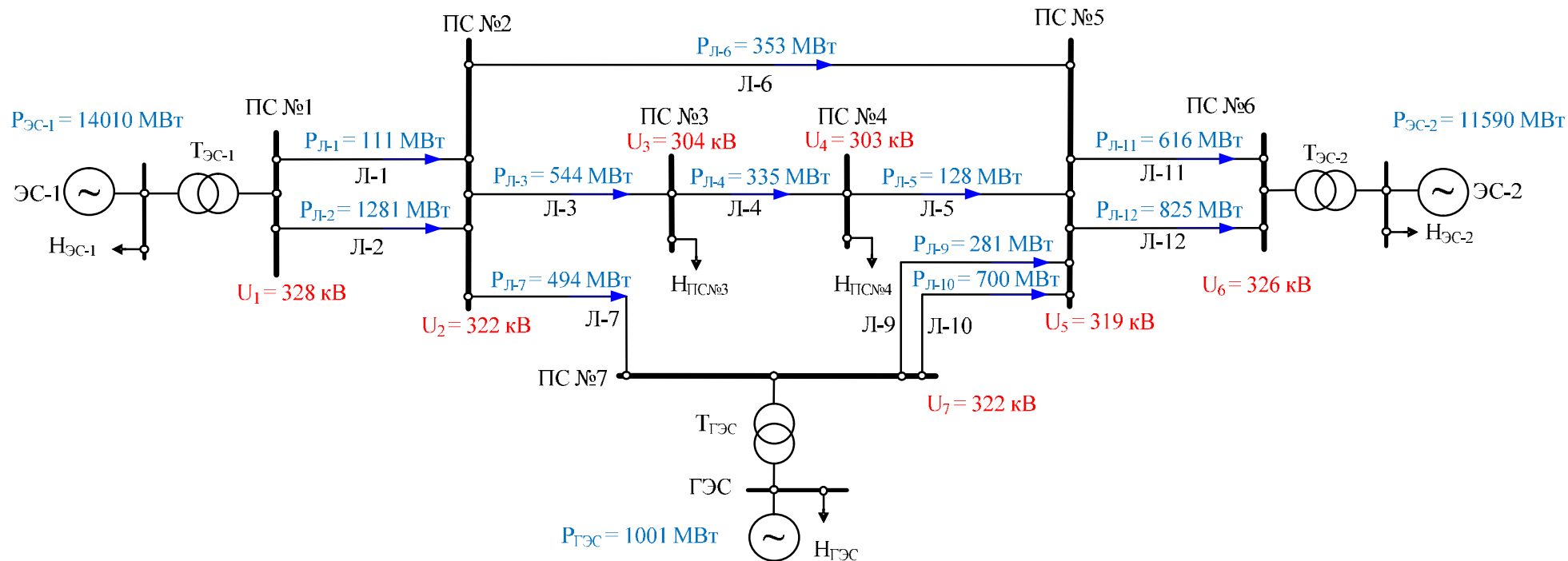


Рис. 5 Опыт 8.1.3

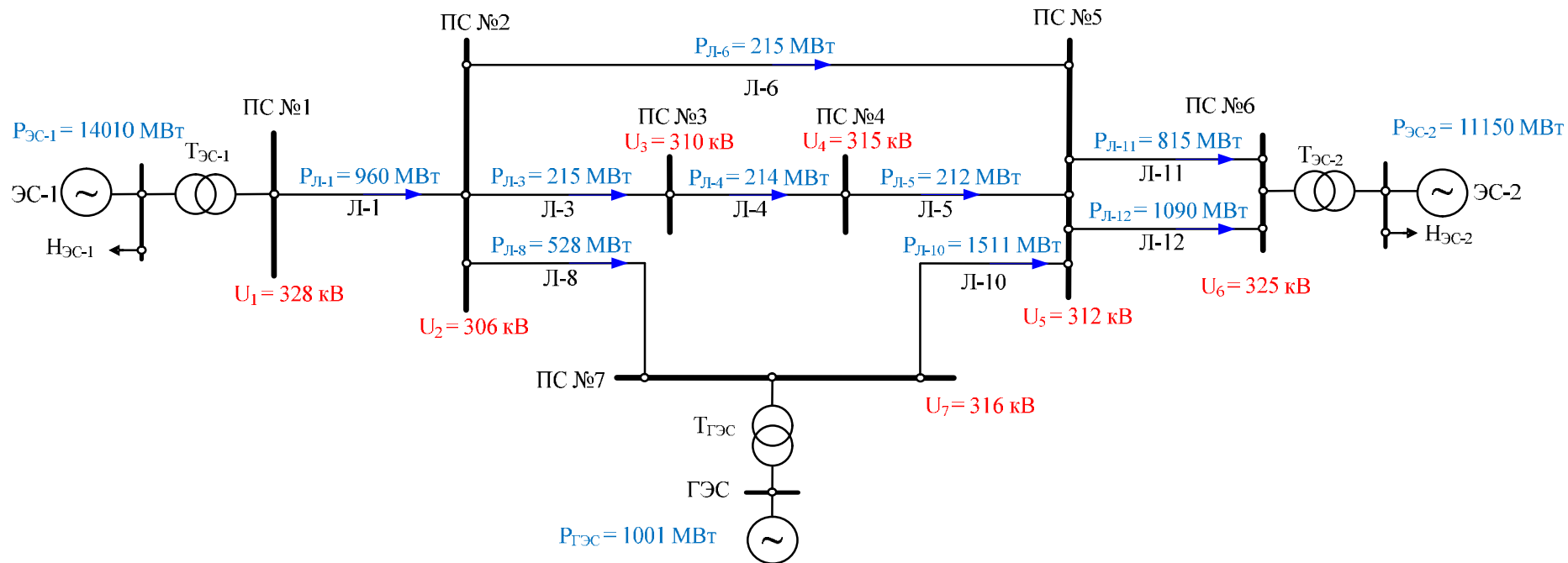


Рис. 6 Опыт 9.1.1



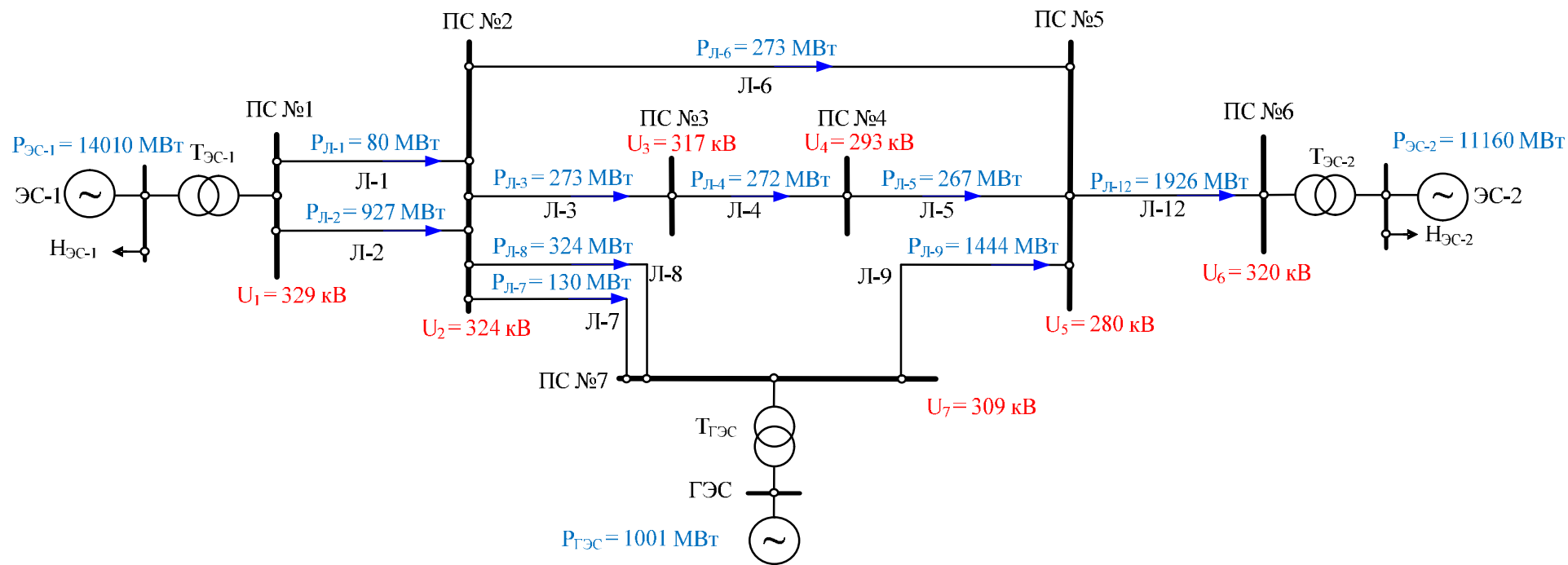


Рис. 7 Опыт 9.1.2

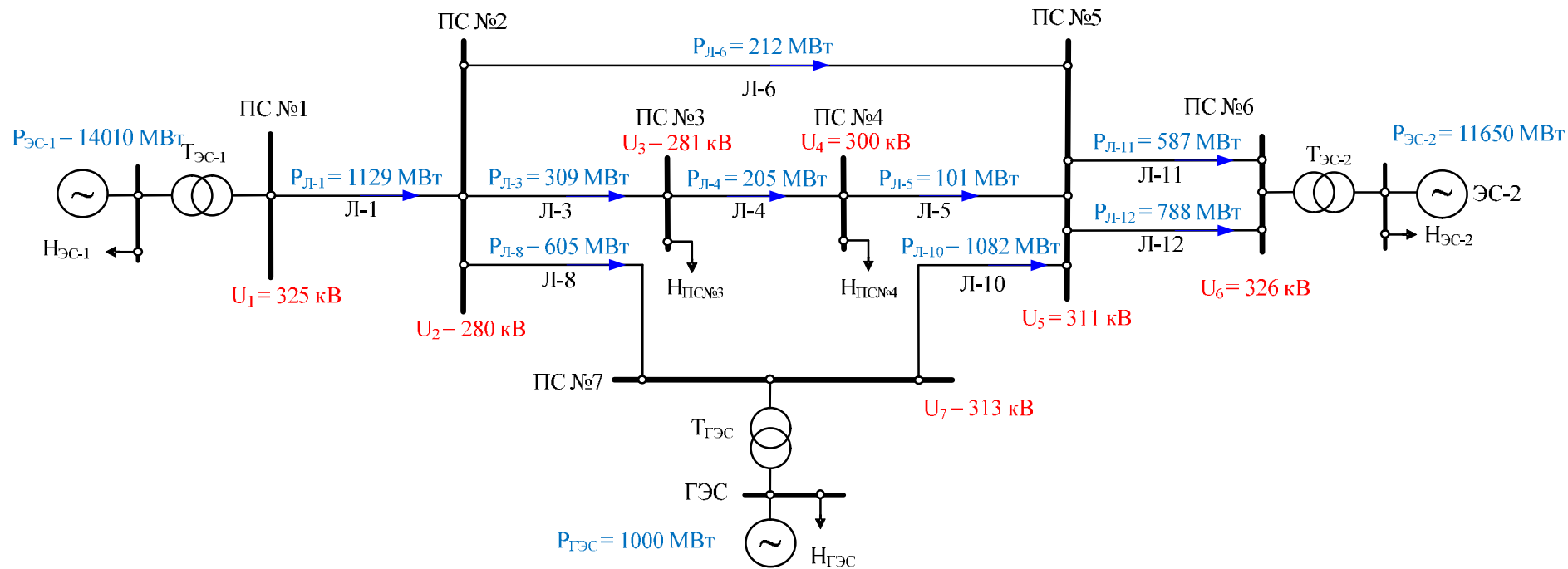


Рис. 8 Опыт 9.1.3

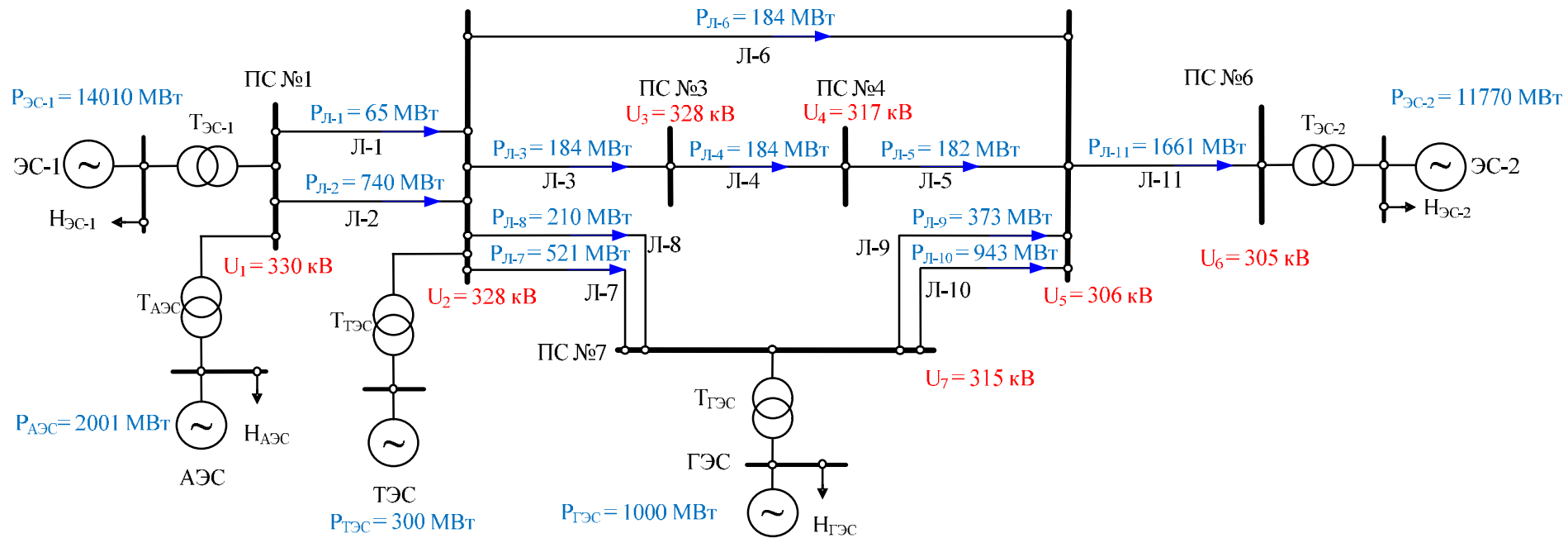


Рис. 9 ОПЫТЫ 9.1.4, 9.1.5

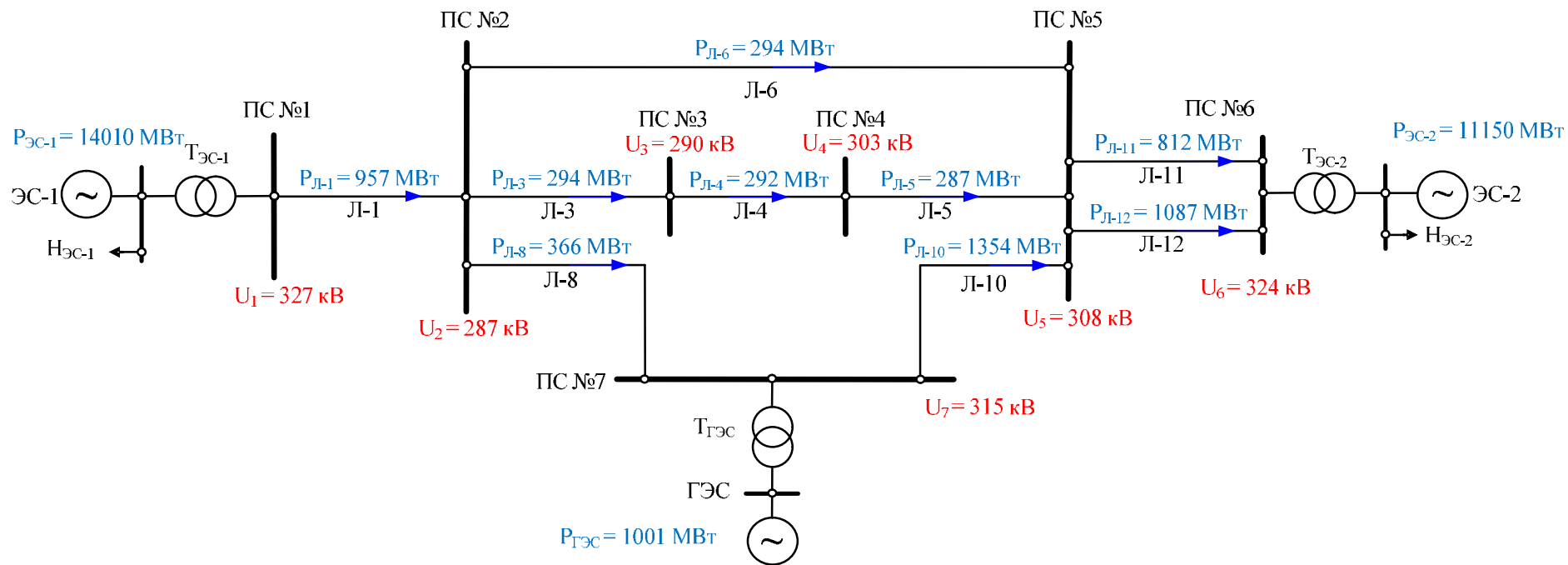


Рис. 10 Опыт 10.1.1

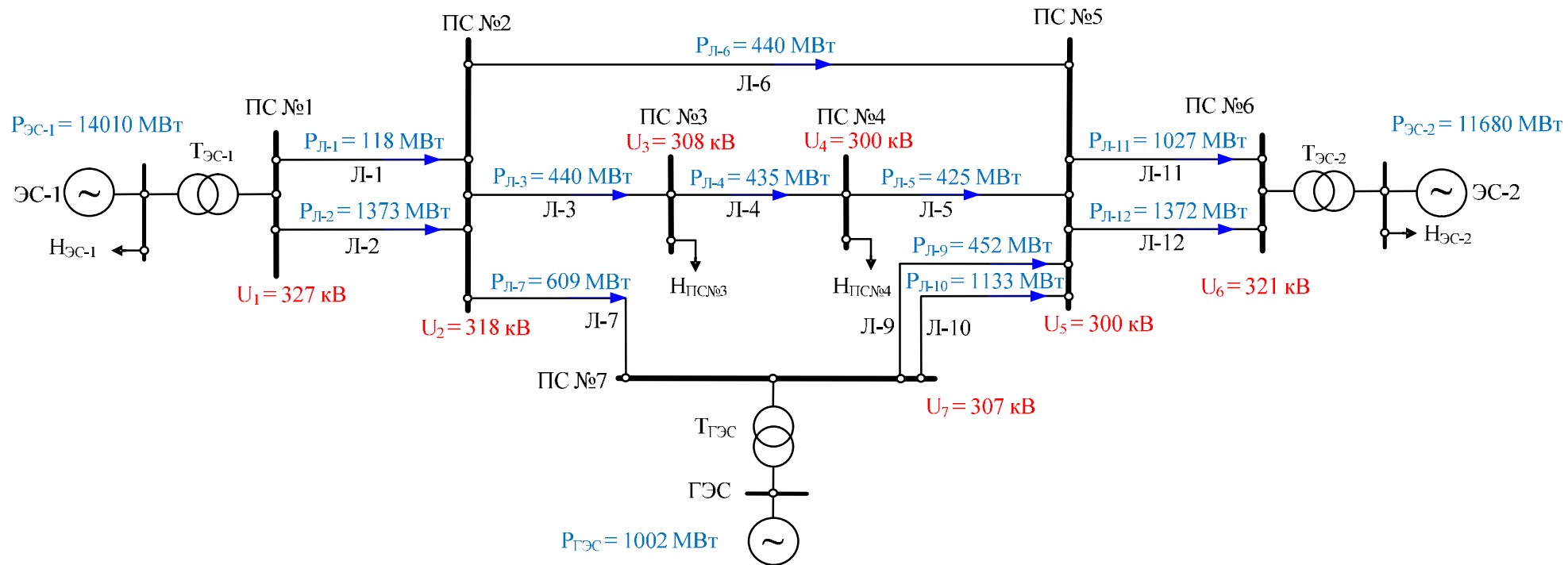


Рис. 11 Опыты 10.1.2, 10.1.10

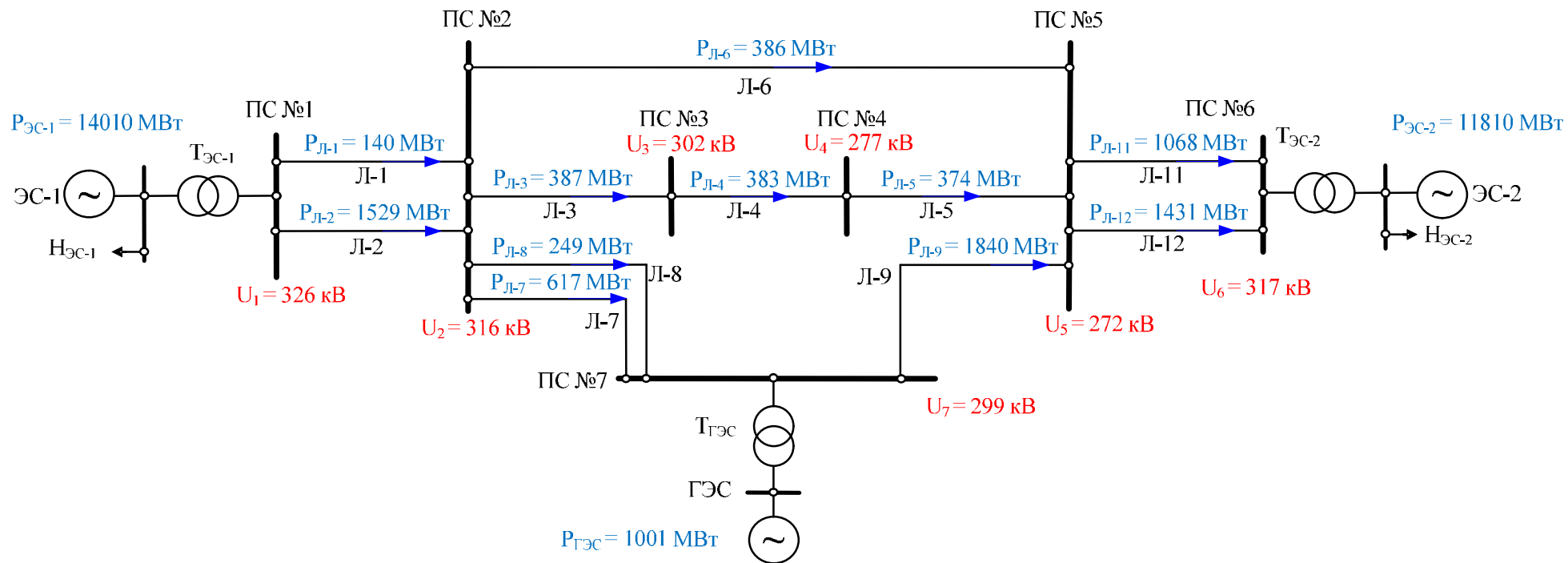


Рис. 12 Опыт 10.1.3

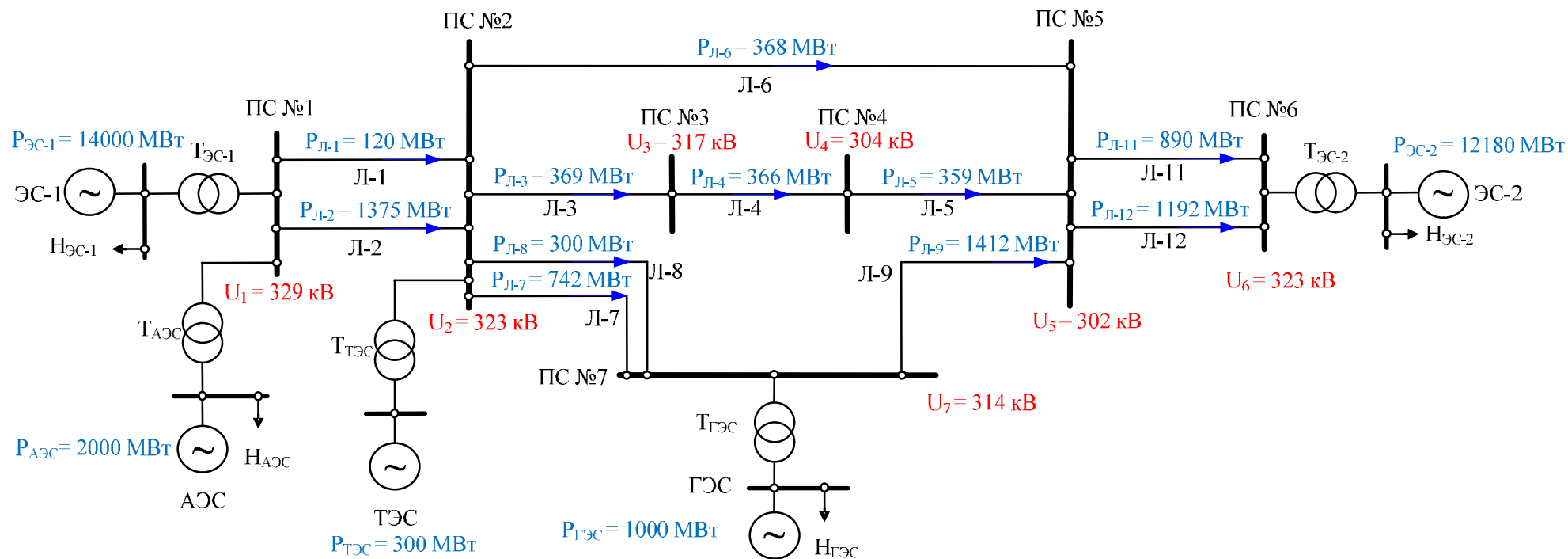


Рис. 13 Опыты 10.1.4, 10.1.8, 10.1.9, 11.1.3, 11.1.4

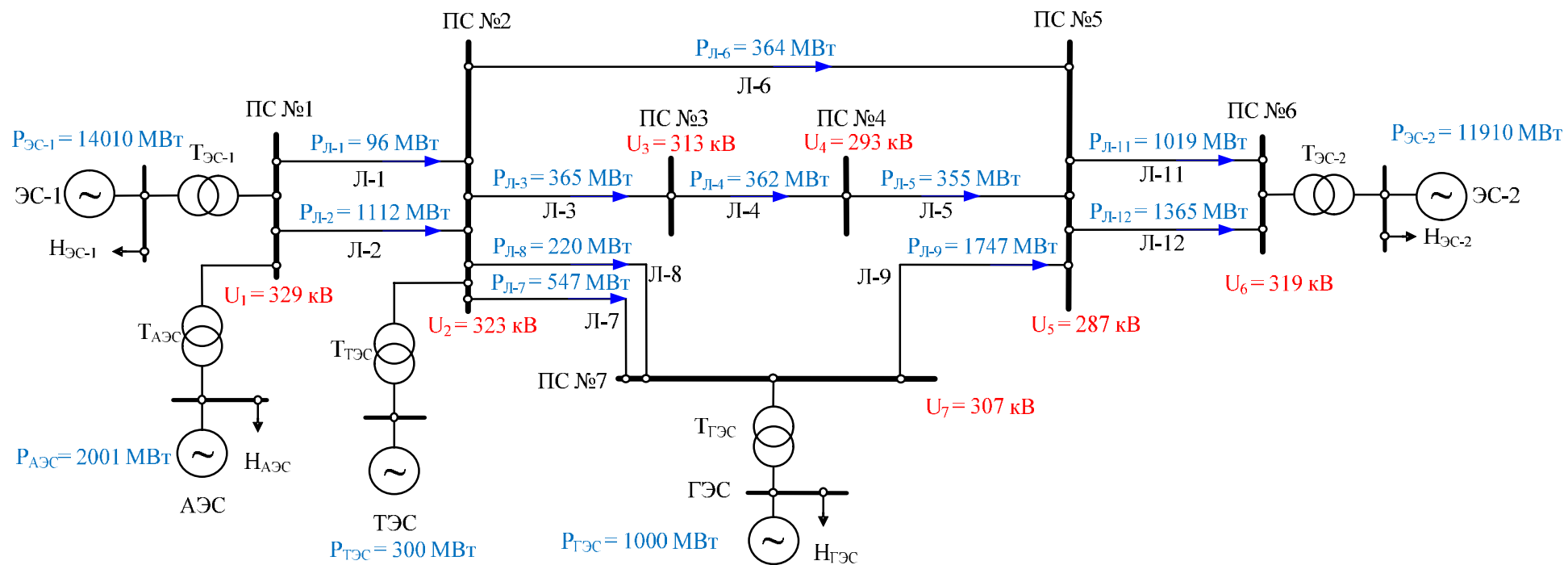


Рис. 14 Опыты 10.1.5, 10.1.6, 12.1.2, 12.1.3



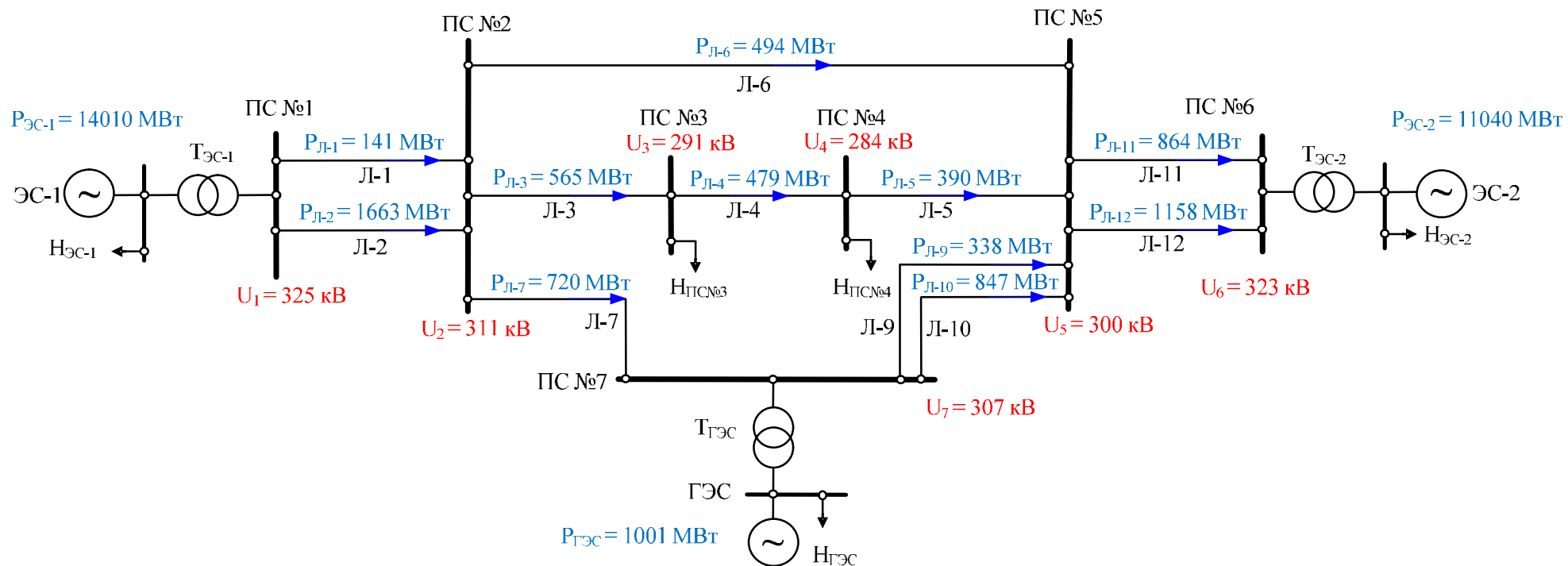


Рис. 15 Опыт 13.1.1

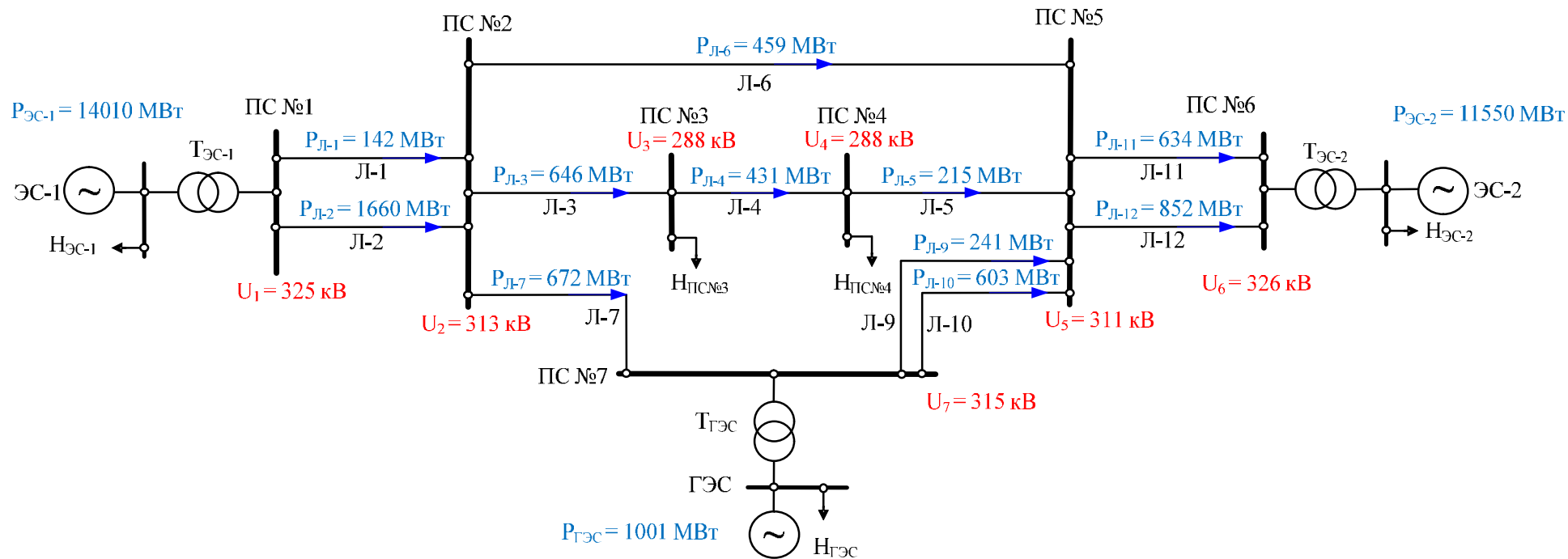


Рис. 16 Опыт 13.1.2

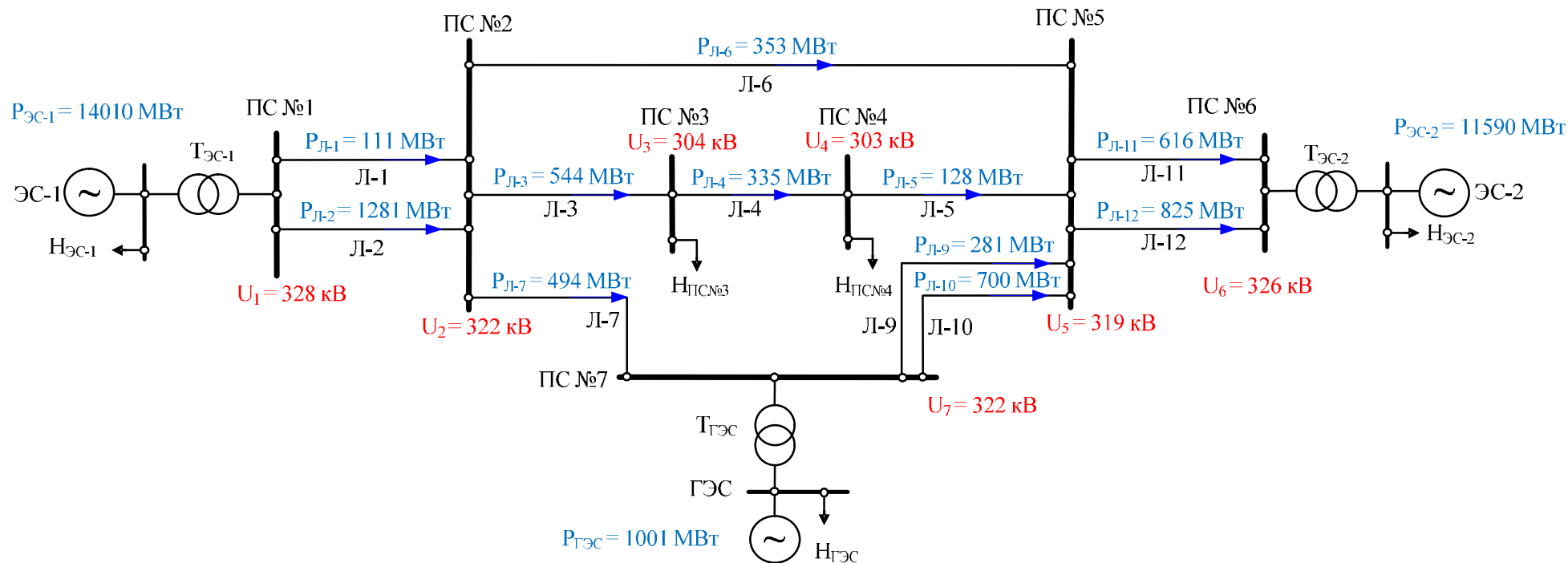


Рис. 17 Опыт 13.1.3

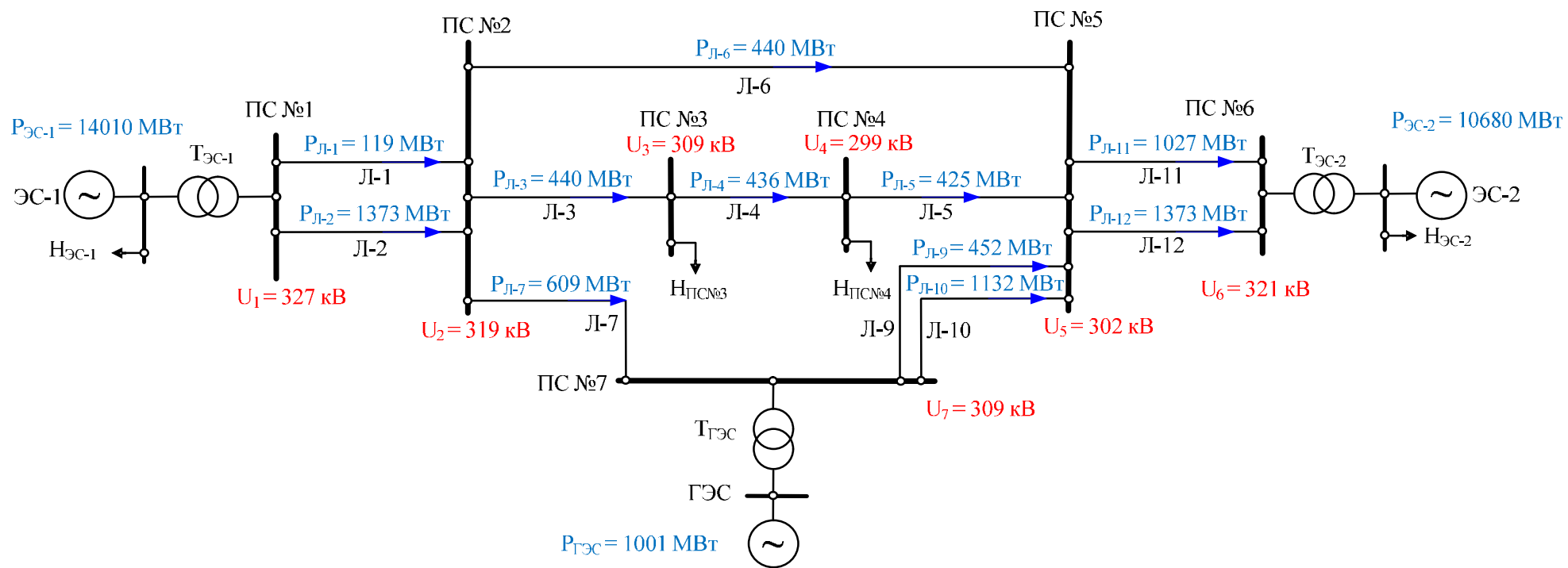


Рис. 18 Опыт 11.1.1

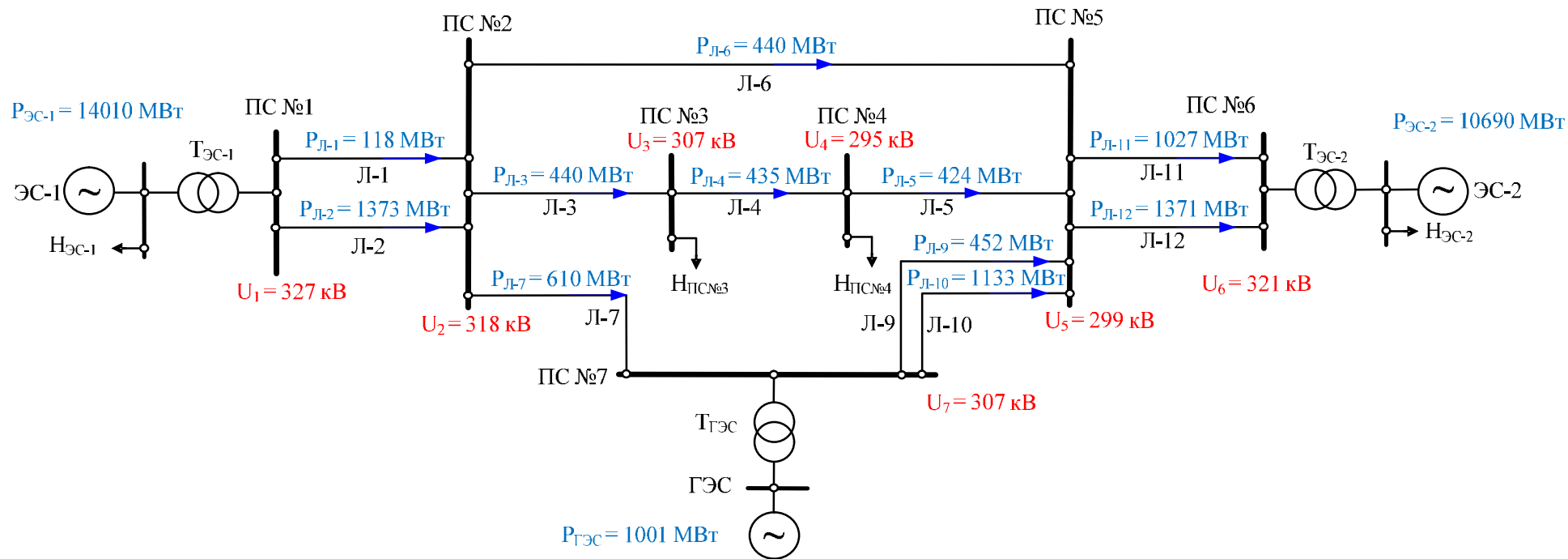


Рис. 19 Опыт 11.1.2

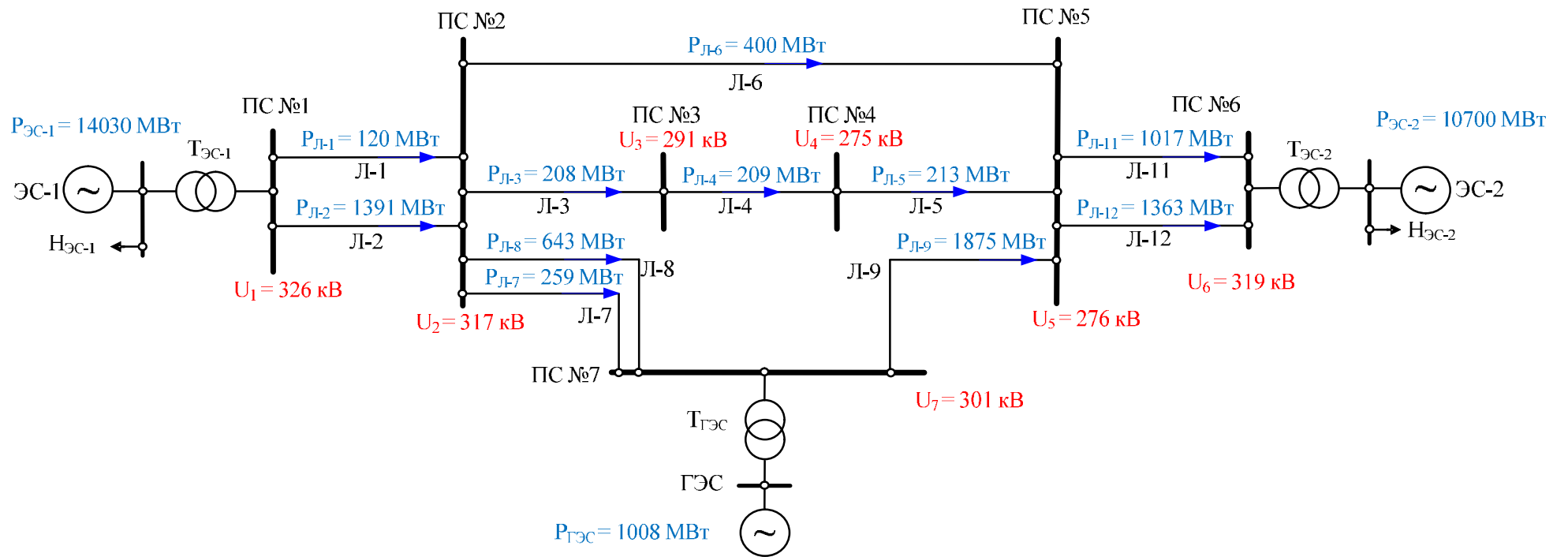


Рис. 20 Опыт 12.1.1

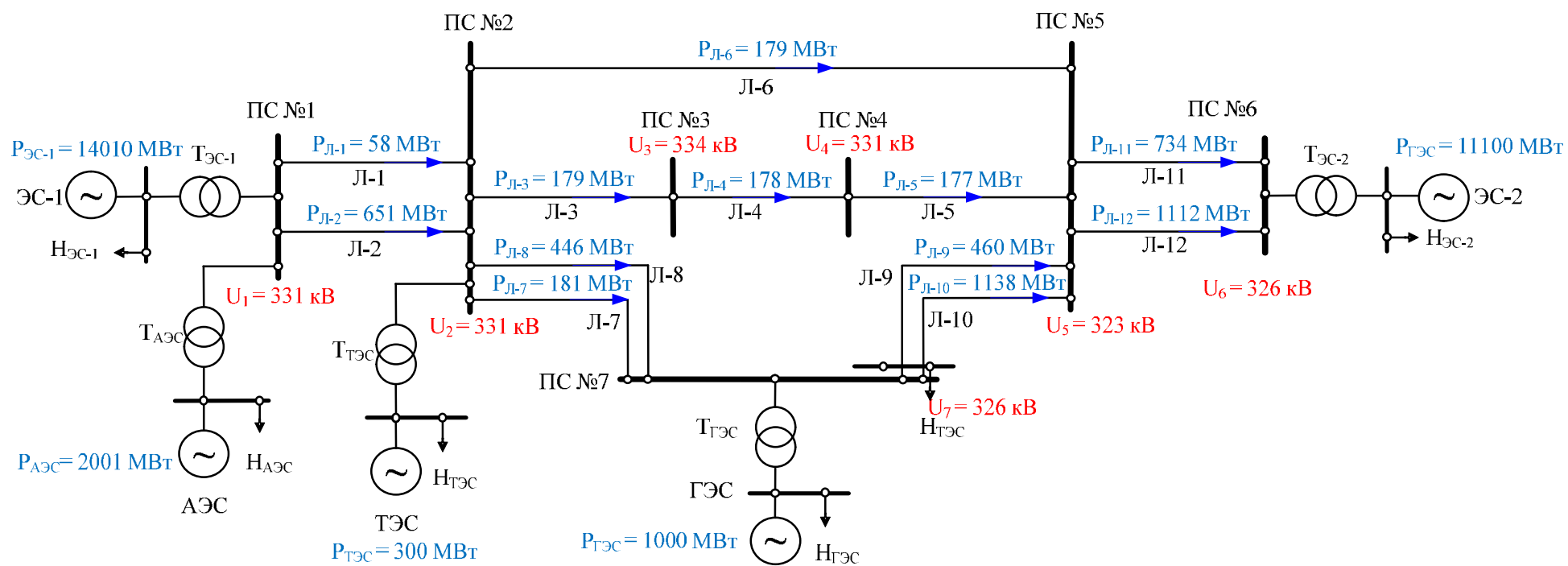


Рис. 21 Опыты 7.2.1, 8.2.5, 9.2.1

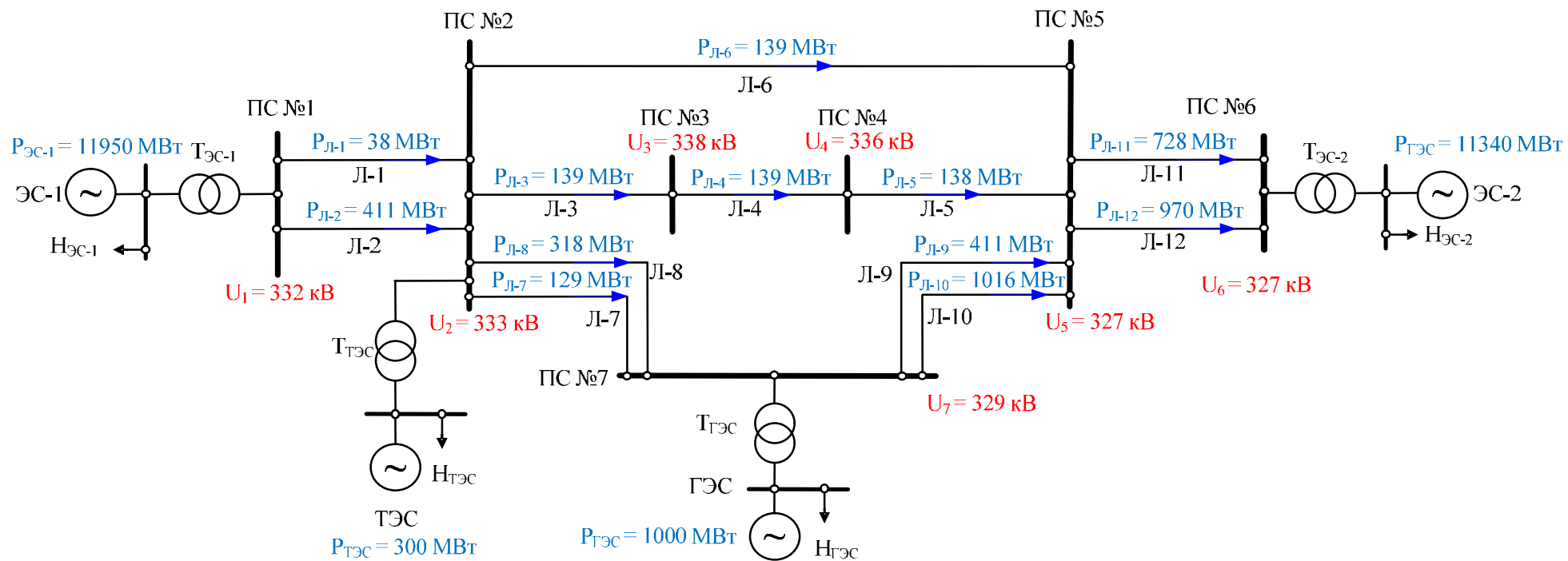


Рис. 22 Опыт 7.2.2



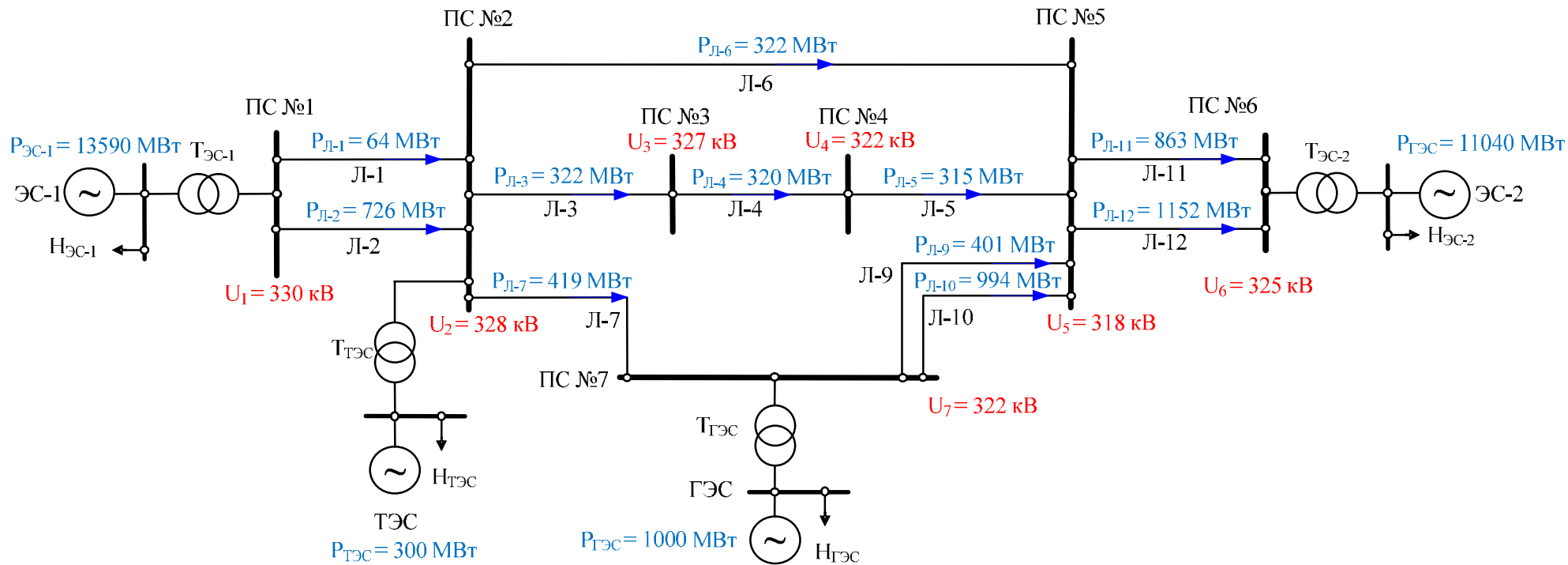


Рис. 23 Опыты 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3

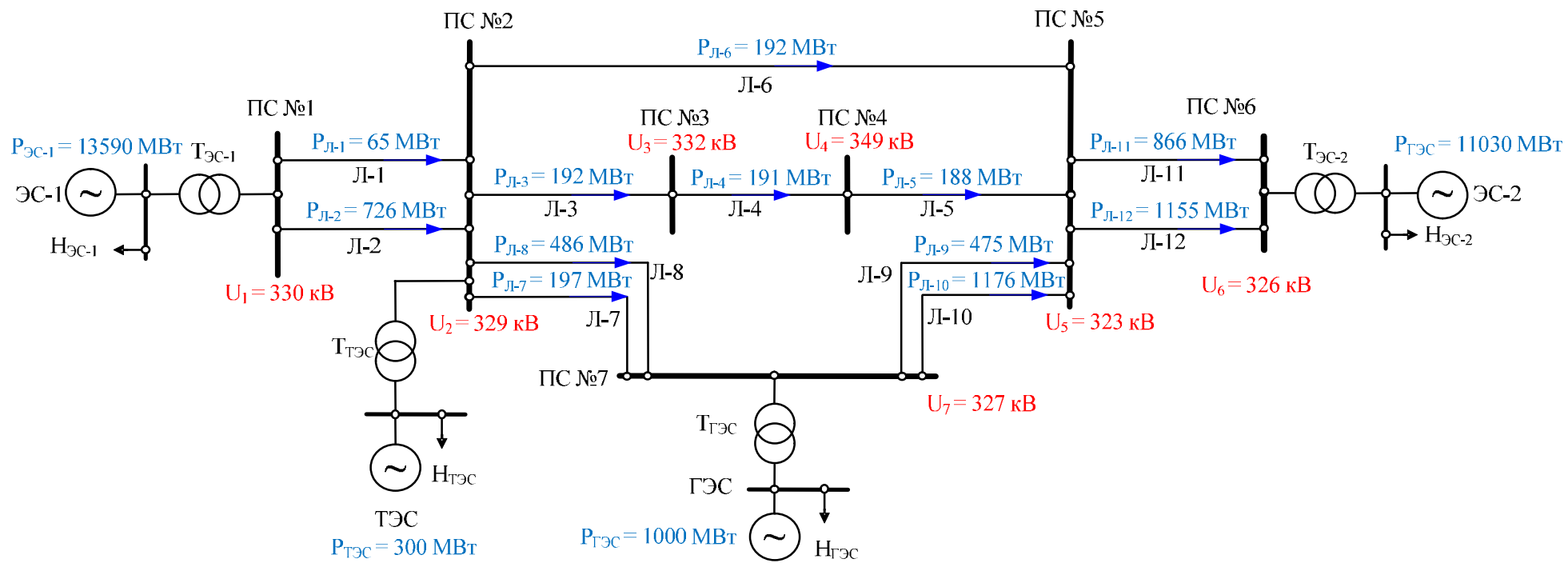


Рис. 24 Опыт 8.2.4

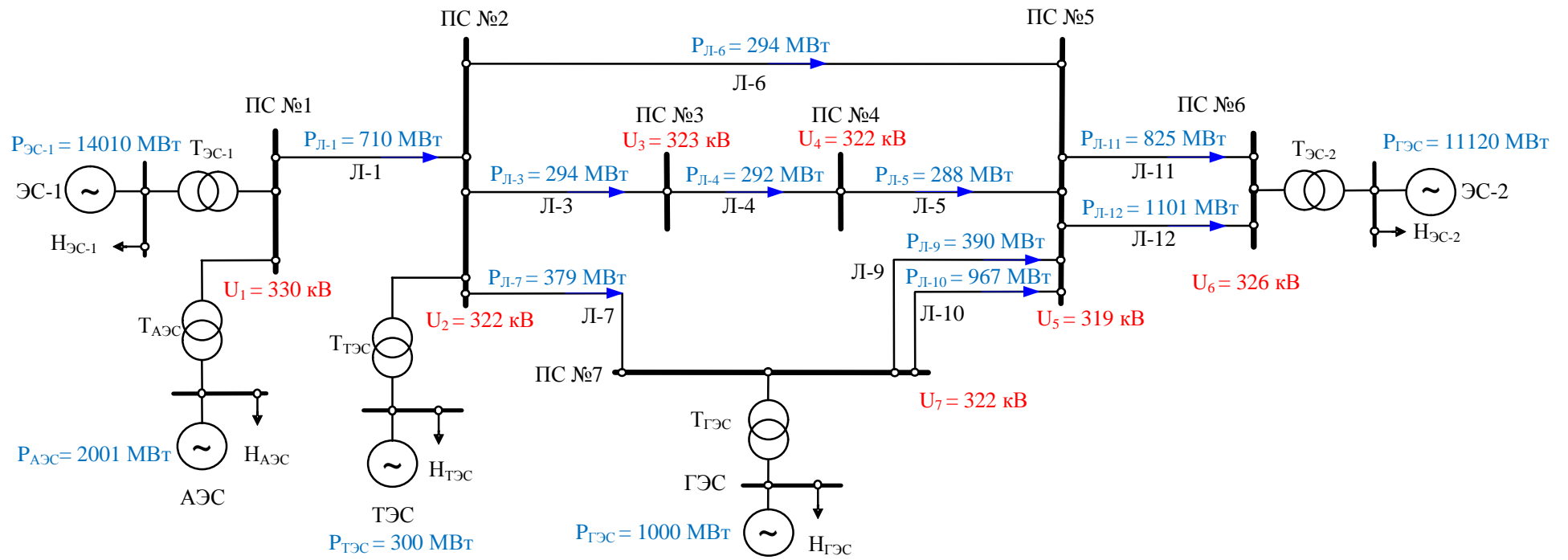


Рис. 25 ОПЫТ 8.2.6

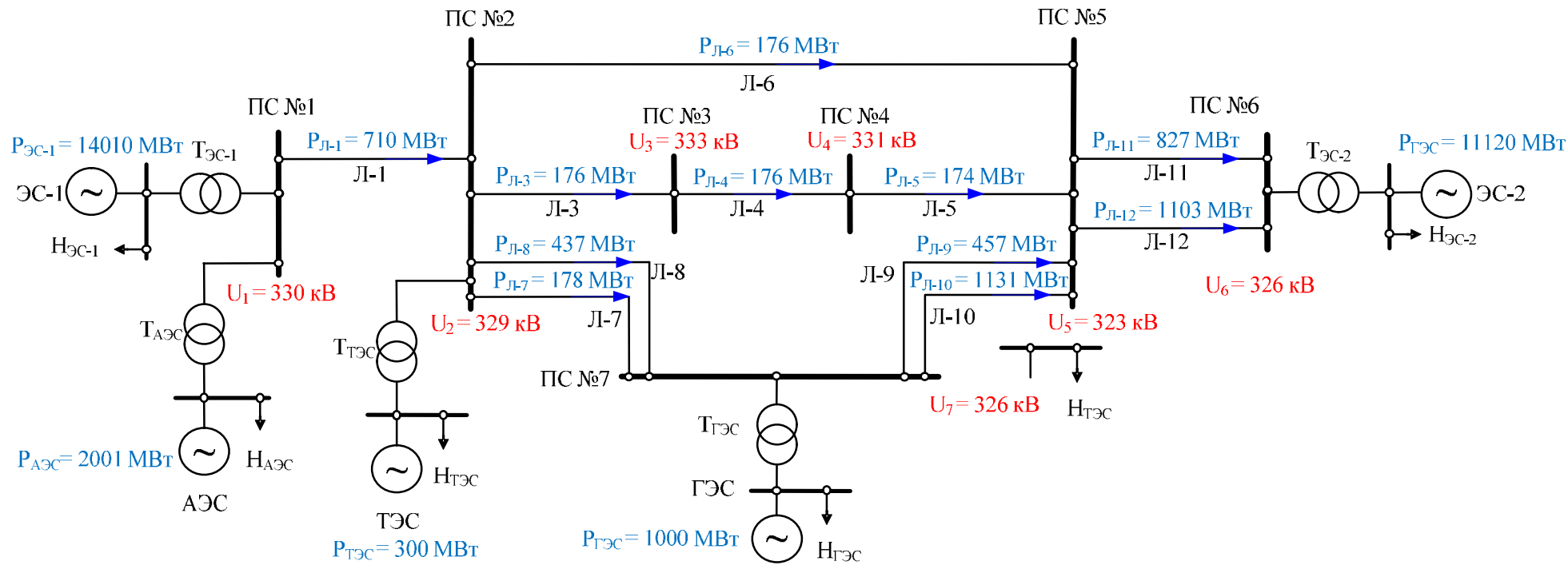


Рис. 26 Опыт 8.2.7

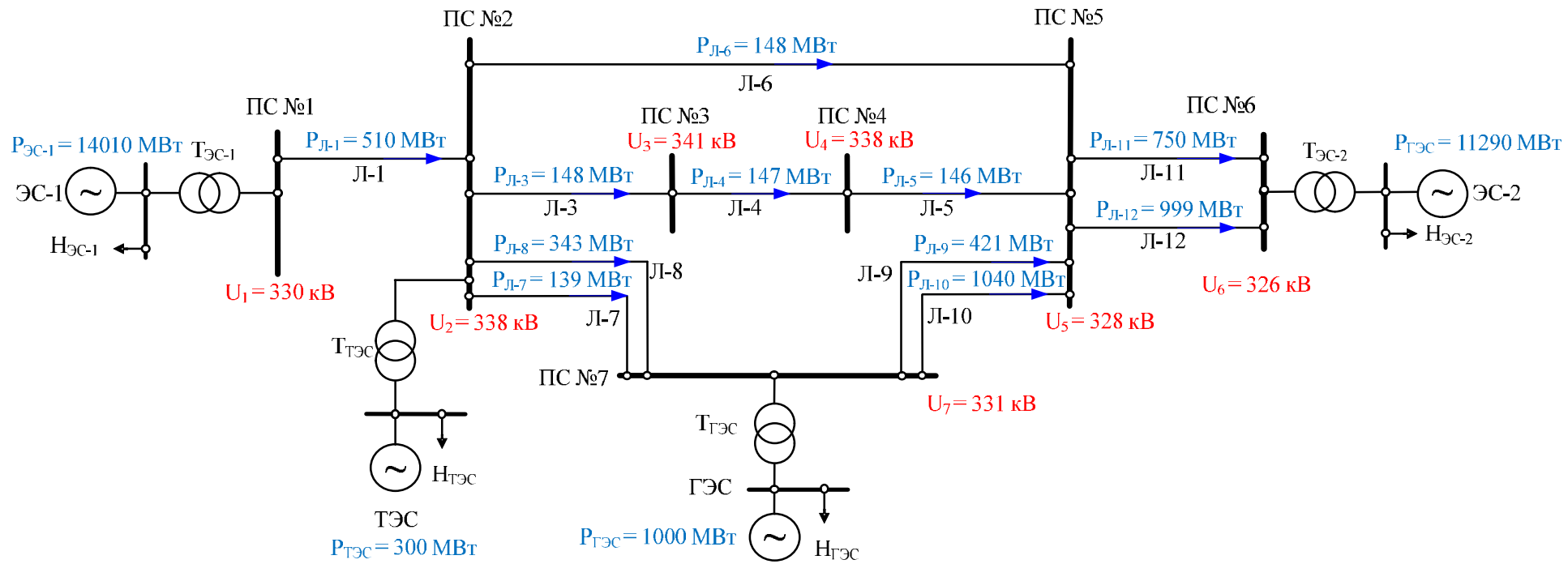


Рис. 27 ОПЫТЫ 8.2.8, 10.2.3

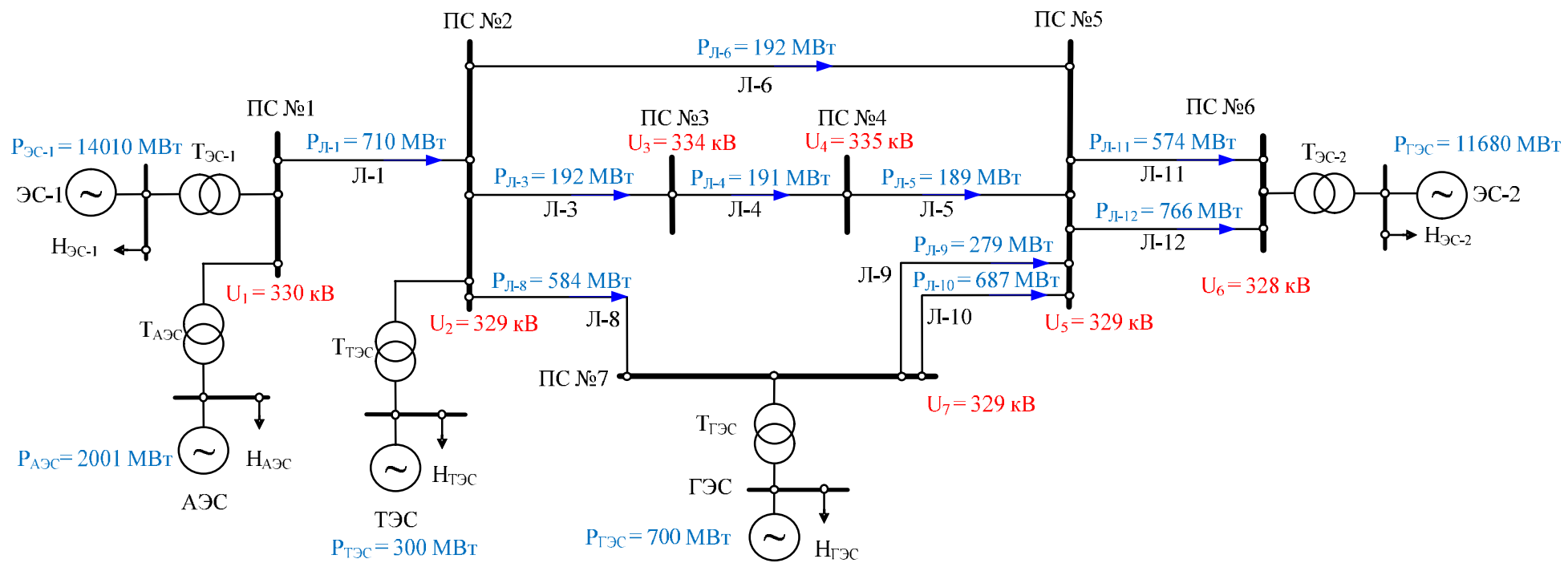


Рис. 28 Опыт 8.2.9

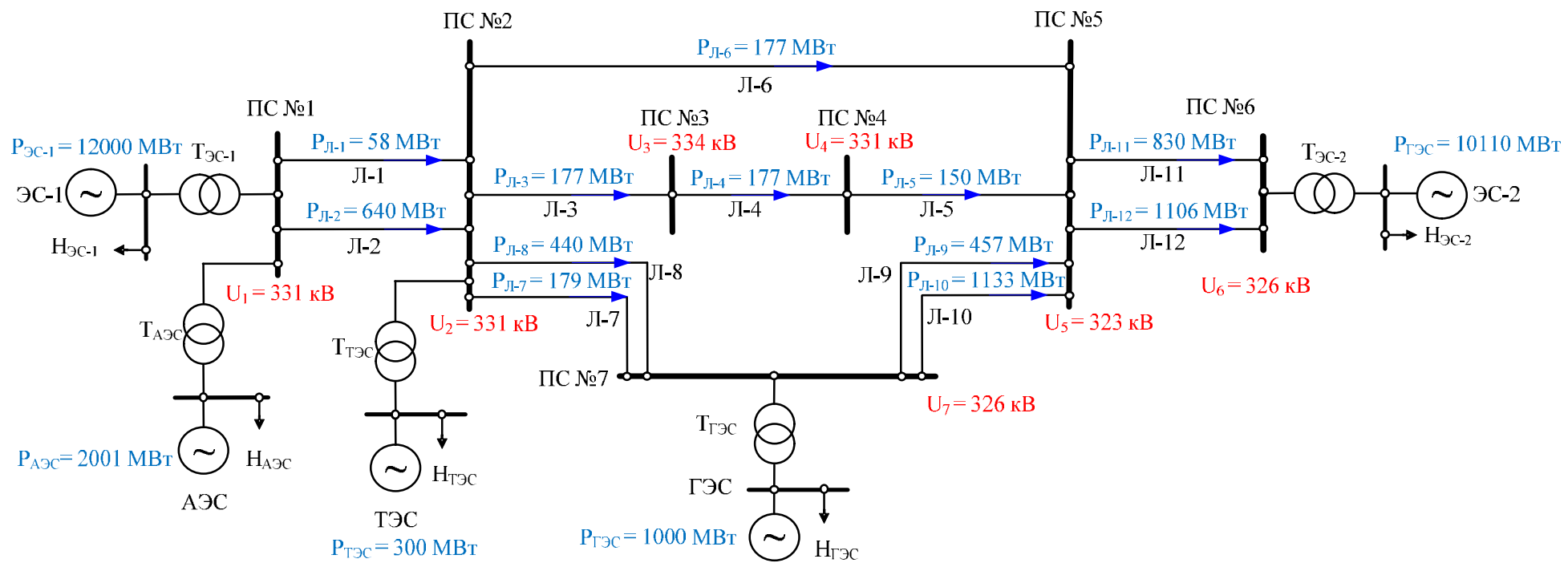


Рис. 29 ОПЫТ 9.2.2

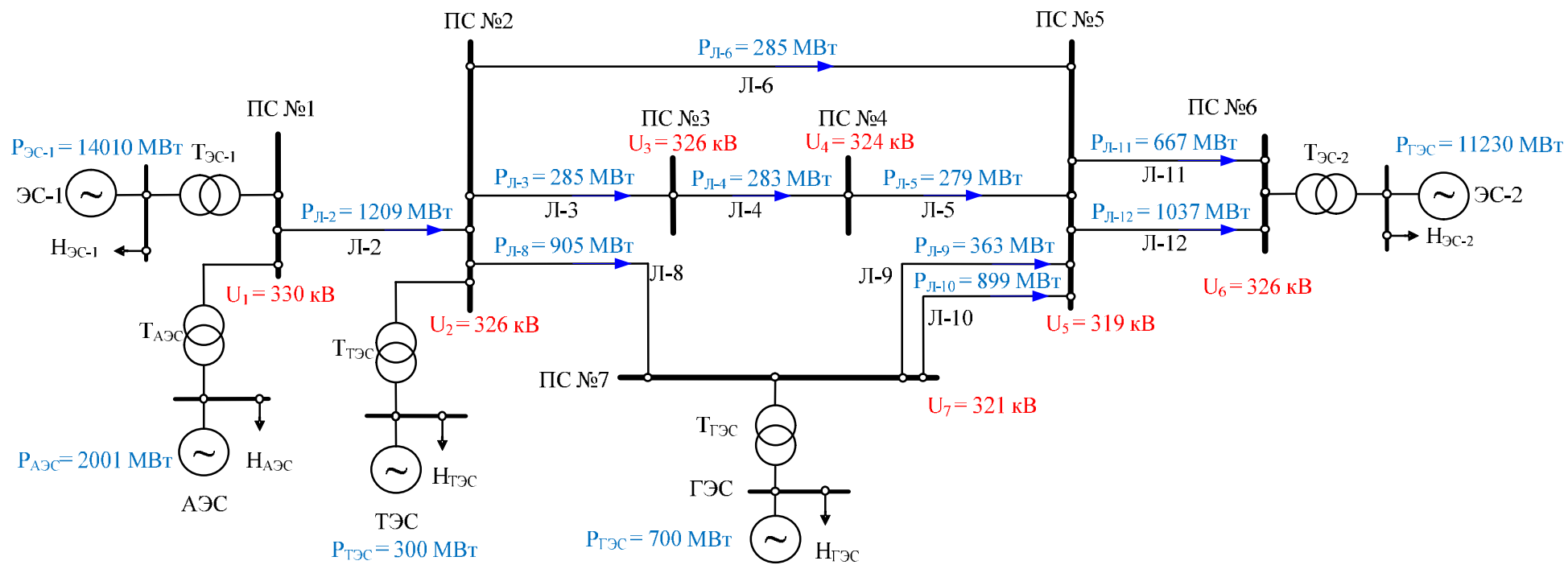


Рис. 30 Опыт 9.2.3



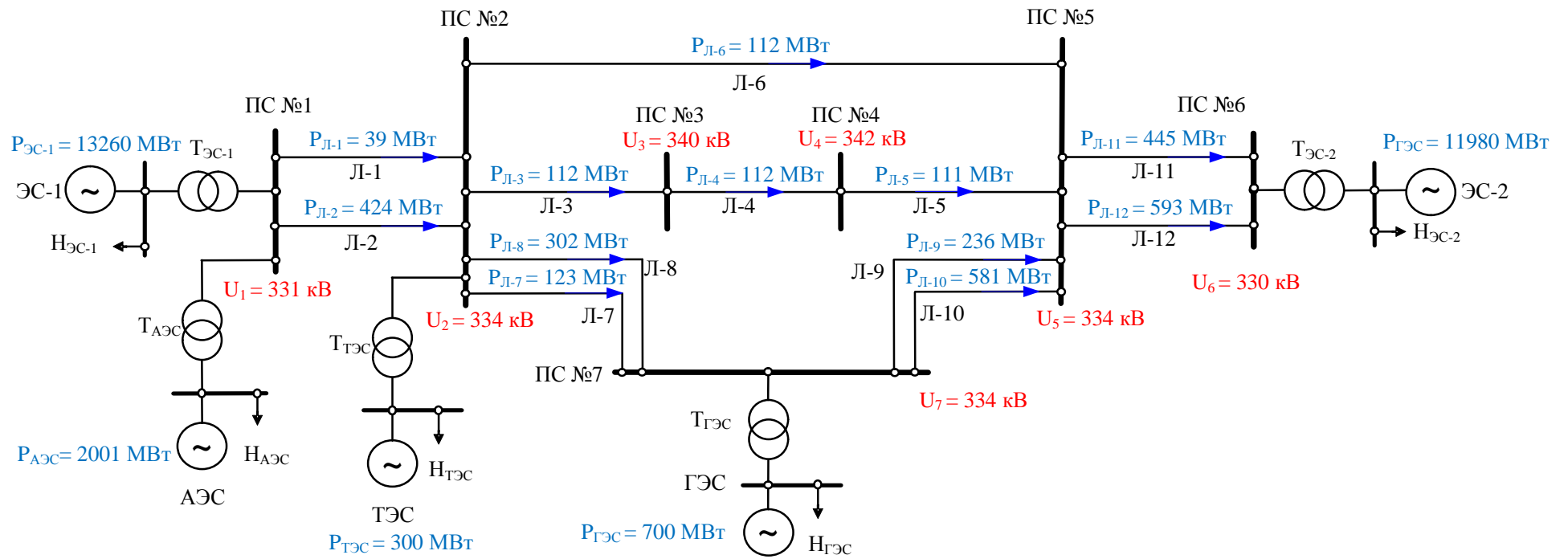


Рис. 31 ОПЫТ 9.2.4

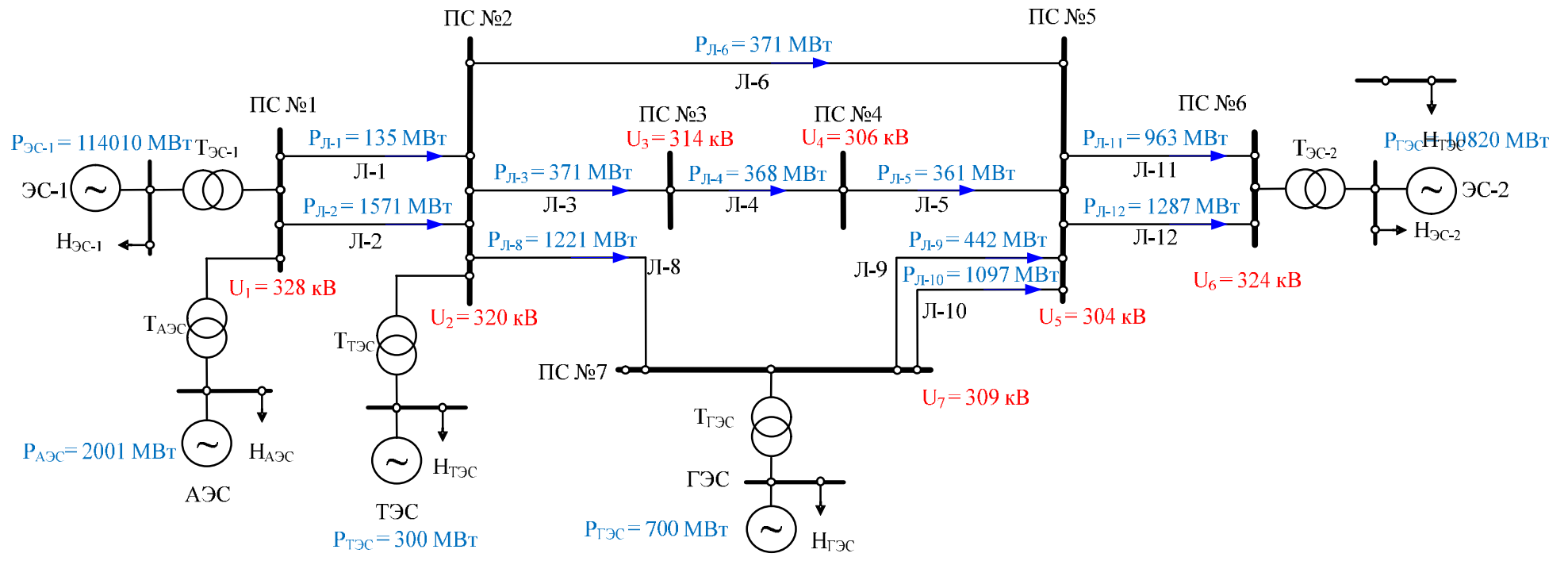


Рис. 32 Опыт 9.2.5

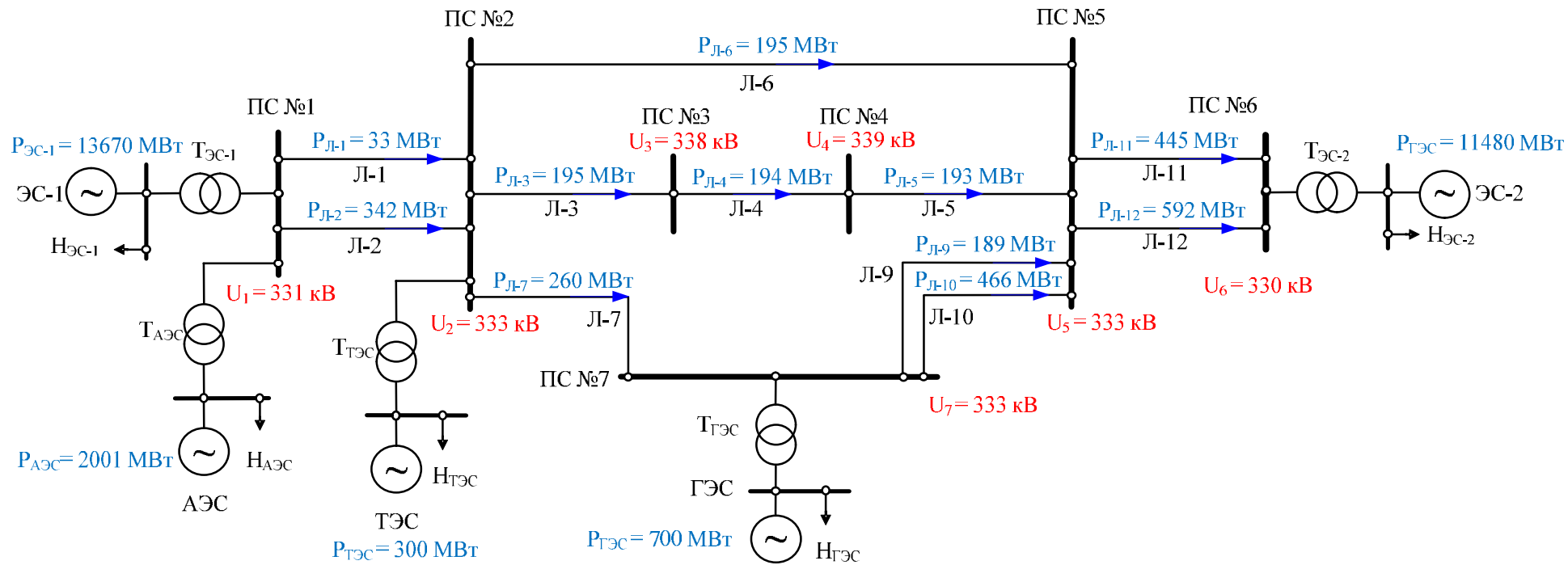


Рис. 33 Опыты 10.2.1, 10.2.2

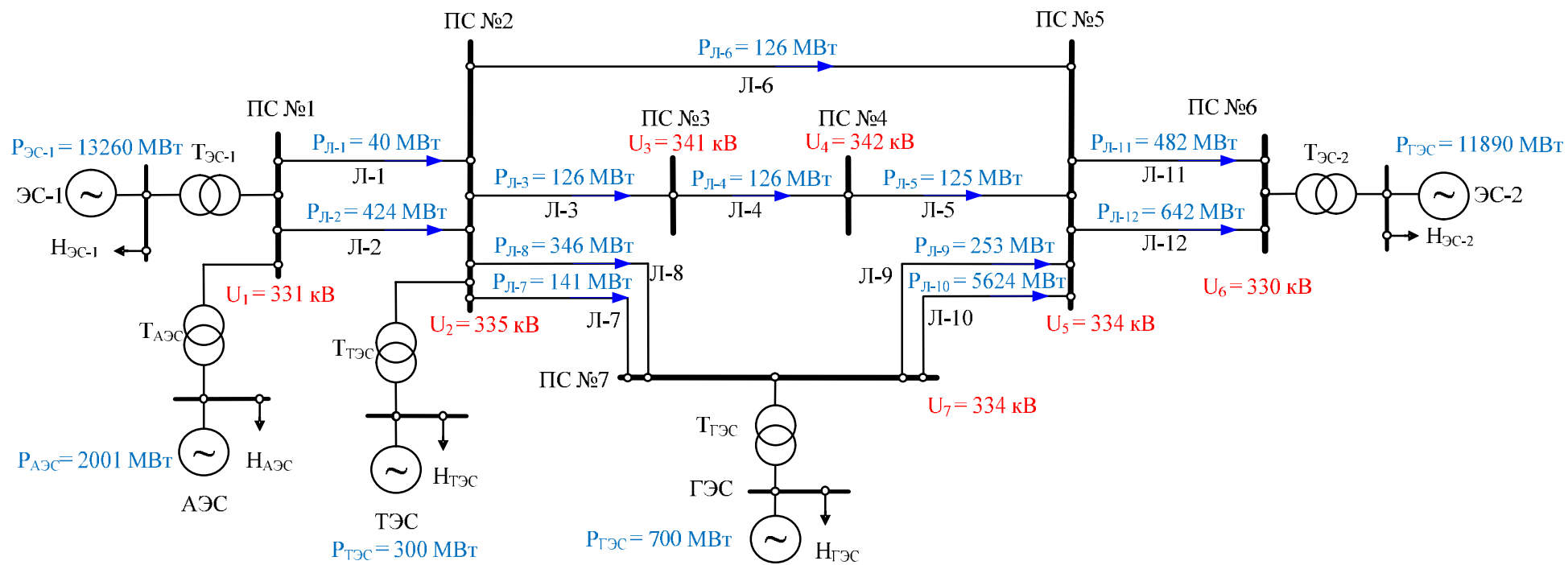


Рис. 34 Опыт 10.2.4

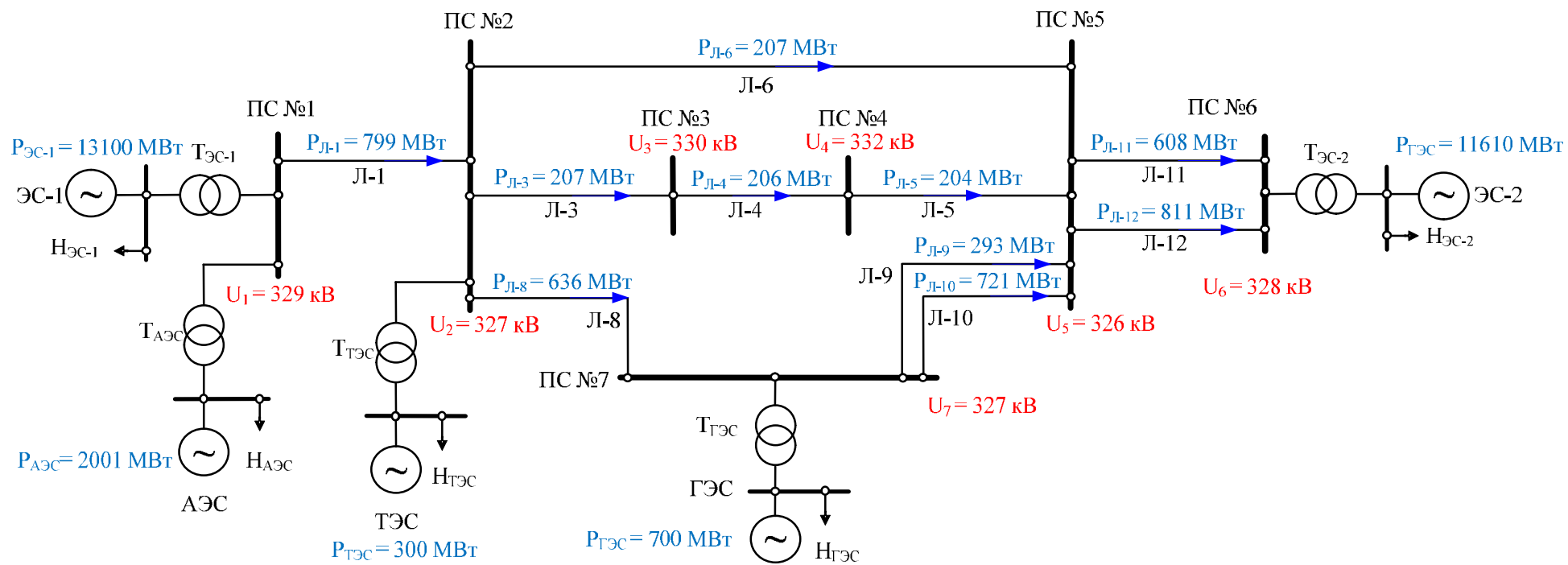


Рис. 35 Опыт 10.2.5

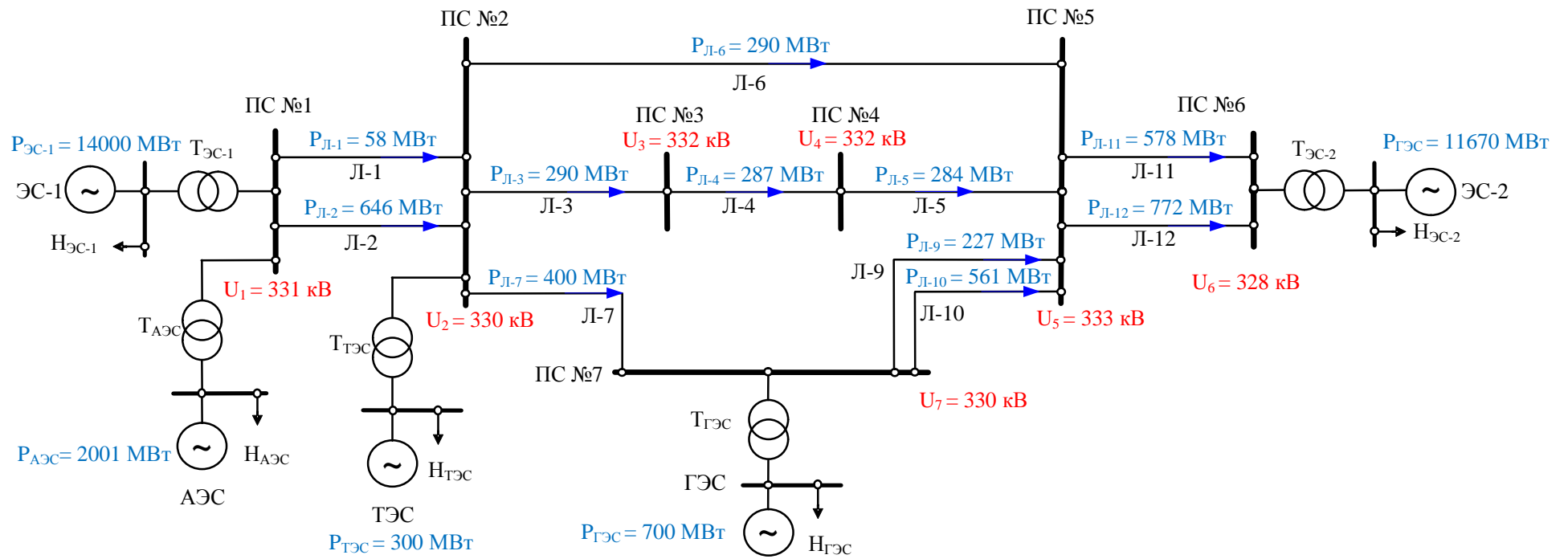


Рис. 36 Опыты 11.2.1, 12.2.1

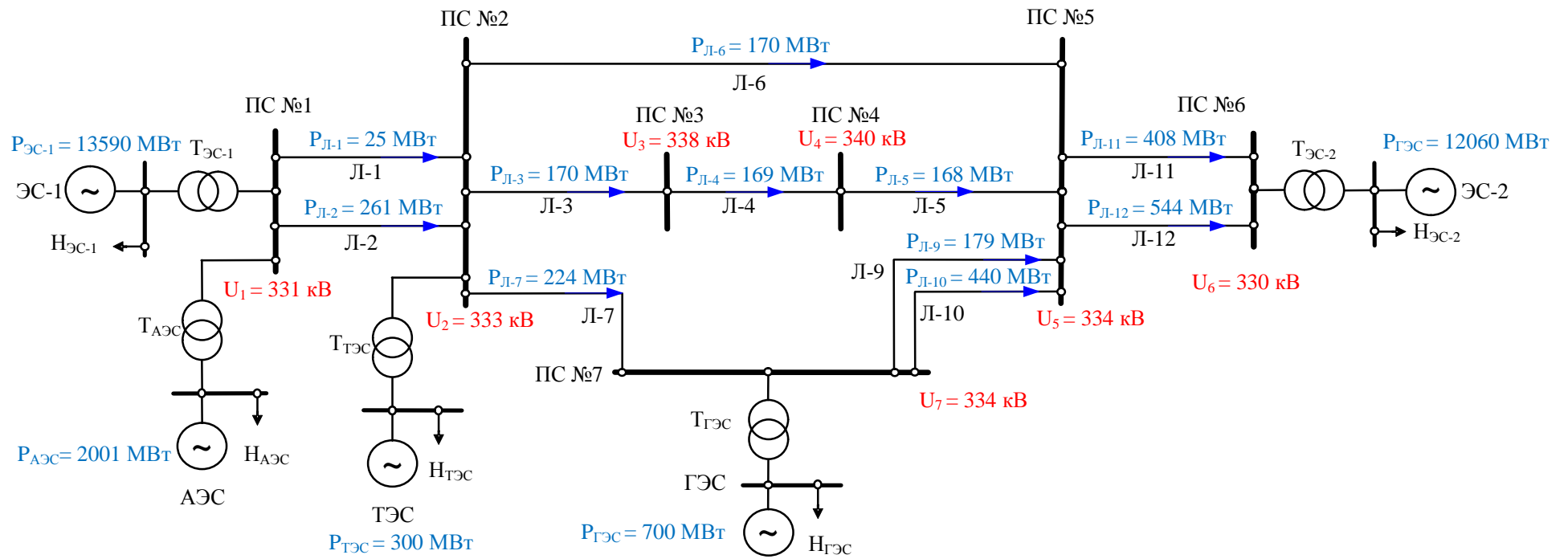


Рис. 37 Опыты 11.2.2, 12.2.2

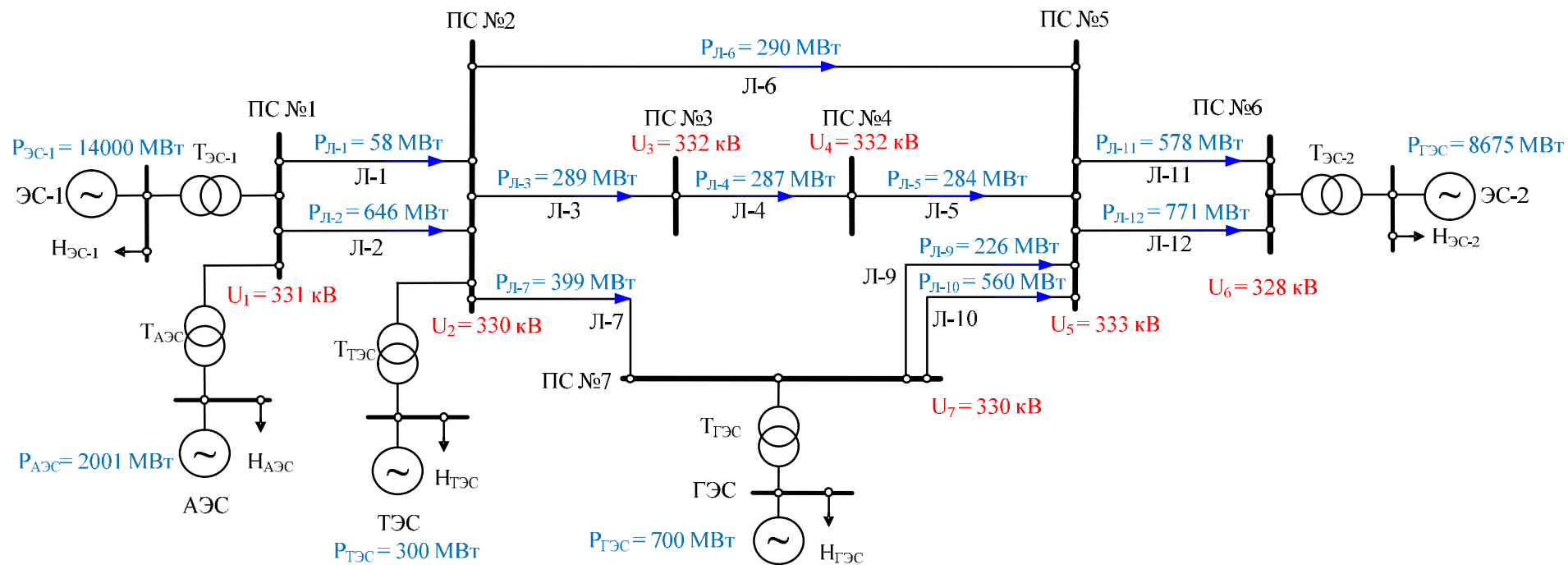


Рис. 38 Опыт 11.2.3



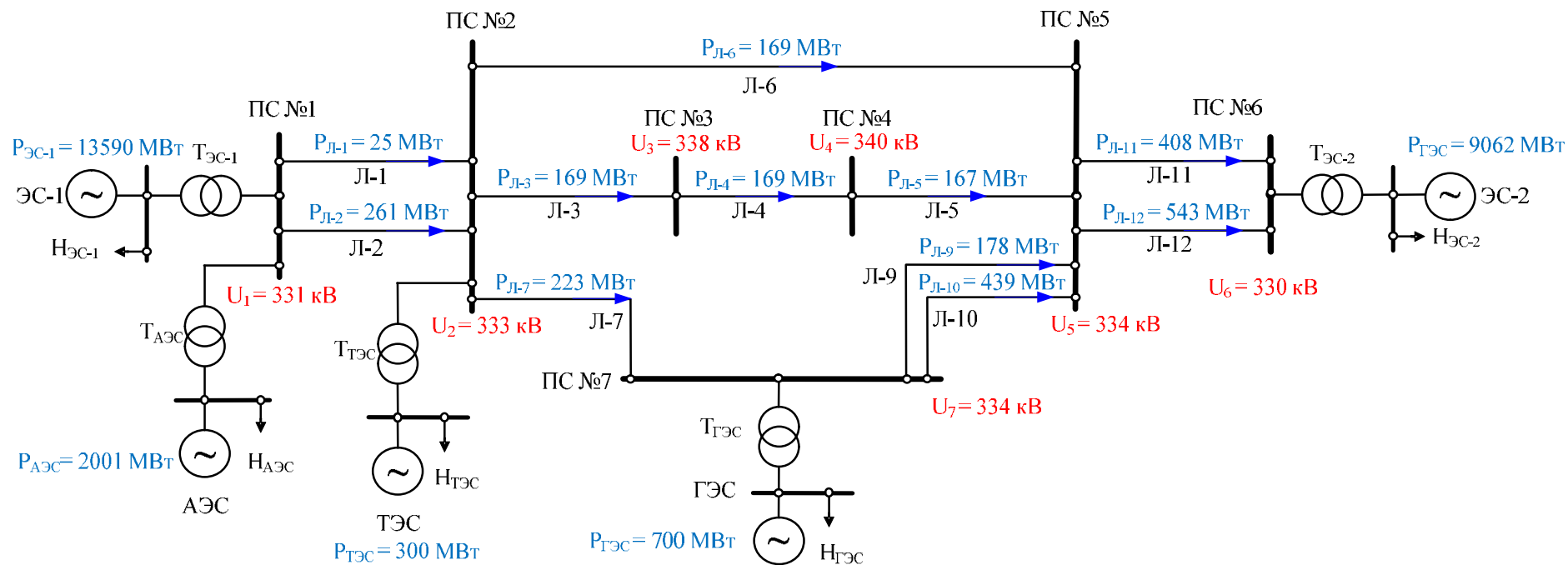


Рис. 39 Опыт 11.2.4

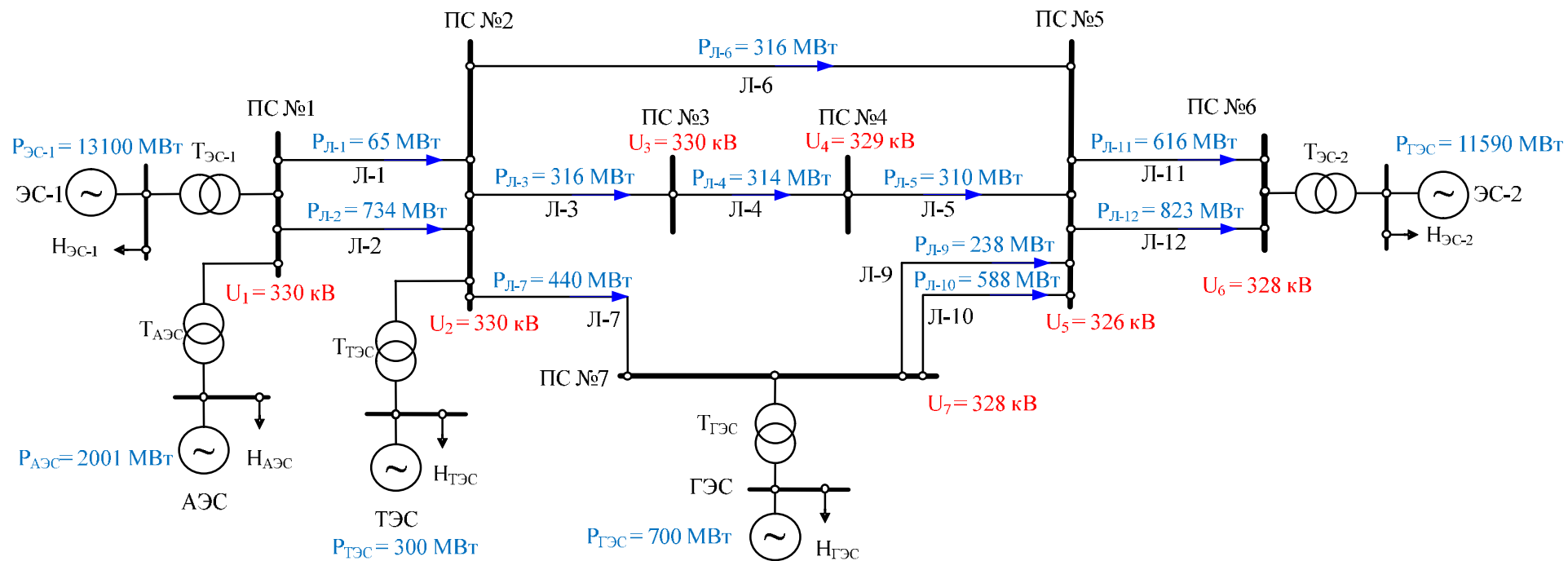


Рис. 40 Опыт 12.2.3

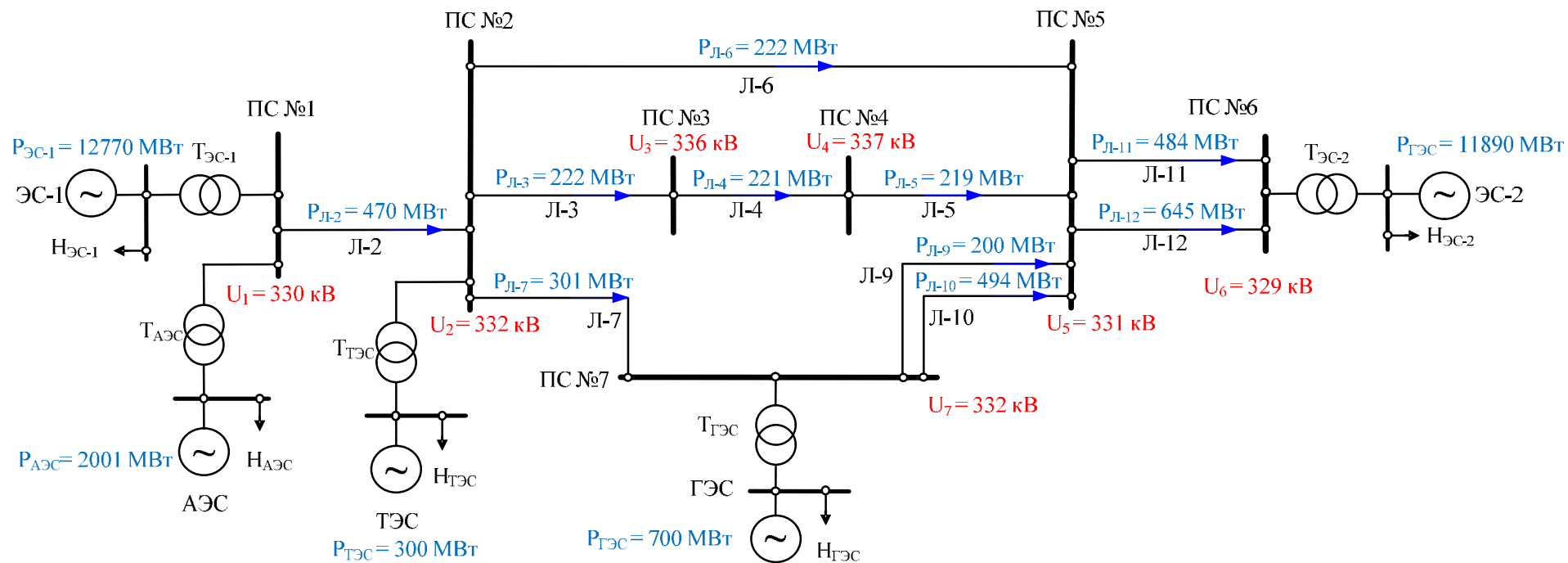


Рис. 41 Опыт 12.2.4

## 4.2. Проведение сертификационных испытаний

4.2.1. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с программой испытаний, разработанной органом по добровольной сертификации. Сертификационные испытания устройств АЛАР проводятся в виде опытов.

Программа сертификационных испытаний должна включать типовые опыты, выполняемые для подтверждения:

- срабатывания устройства при асинхронном режиме с ЭЦК на контролируемом участке в соответствии с заданными уставками и требованиями Стандарта;

- срабатывания устройства, предназначенного для установки на электрической станции, для ликвидации асинхронного режима возбужденного генератора относительно электростанции в соответствии с заданными уставками и требованиями Стандарта;

- срабатывания устройства при возникновении неполнофазного асинхронного режима на контролируемом участке (если в устройстве предусмотрена функция выявления неполнофазного асинхронного режима);

- отсутствия срабатывания устройства при снятии или подаче питания;

- отсутствия срабатывания устройства при возникновении неисправности в цепях оперативного тока;

- отсутствия срабатывания устройства при неисправностях цепей напряжения и при потере цепей напряжения;

- восстановления работоспособности устройства с заданными уставками и алгоритмом функционирования после перерыва питания за время менее 30 секунд с момента подачи питания;

- отсутствия срабатывания устройства при превышении заданной длительности цикла асинхронного режима;

- отсутствия срабатывания устройства при допустимых нагрузочных режимах;

- учета знака скольжения при выборе места деления сети (если в устройстве предусмотрена функция выявления знака скольжения);

- отсутствия срабатывания устройства в устойчивых переходных процессах;

- отсутствия срабатывания устройства при асинхронном режиме с ЭЦК за пределами контролируемого участка;

- отсутствия несогласованной работы устройств, приводящей к отключению нагрузки промежуточных подстанций.

4.2.2. Программа сертификационных испытаний устройств АЛАР, предназначенных для установки в электрических сетях, должна включать типовые опыты, указанные в таблицах 9 и 9.1.

В программе сертификационных испытаний устройств АЛАР, предназначенных для установки в электрических сетях и выявляющих асинхронный режим до начала первого цикла асинхронного режима, должно быть указано, что при проведении опытов 10.1.1–13.1.3 таблицы 9.1 Стандарта

одно из устройств АЛАР должно выдавать УВ до первого цикла асинхронного режима.

Из программы сертификационных испытаний устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление ЭЦК в соответствии с п. 5.8 Стандарта, исключаются испытания, связанные с определением работоспособности при внешнем асинхронном режиме (опыты 9.1.1–9.1.5 таблицы 9.1).

Программа сертификационных испытаний устройств АЛАР, предназначенных для установки на генератор, должна включать типовые опыты, указанные в таблицах 9 и 9.2.

Программа сертификационных испытаний устройств АЛАР, предназначенных как для установки на подстанциях и электрических станциях для ликвидации асинхронных режимов в электрической сети, так и для установки на электрических станциях с целью ликвидации асинхронного режима генератора относительно электрической станции, должна включать типовые опыты, приведенные в таблицах 9, 9.1, 9.2.

4.2.3. В программу сертификационных испытаний также должны быть включены опыты, предназначенные для проверки точности работы выявительных органов устройств АЛАР. Данная проверка выполняется путем проведения двух последовательных опытов:

- в первом опыте обеспечивается срабатывание выявительного органа;
- во втором опыте обеспечивается отсутствие срабатывания.

Разница в задании величины уставки выявительного органа устройства АЛАР между первым и вторым опытом должна находиться в пределах следующих значений:

- для измерительных органов тока – 5 А, приведенных к первичной обмотке ТТ;
- для измерительных органов сопротивления – 1 Ом, приведенных к первичному напряжению и току;
- для измерительных органов разности фаз – 1 градус;
- для измерительных органов мощности – 1 МВт, приведенных к первичному напряжению и току.

4.2.4. По результатам изучения документации на сертифицируемое устройство АЛАР программа сертификационных испытаний может быть дополнена органом по добровольной сертификации с учетом индивидуальных особенностей выполнения и функционирования устройства.

4.2.5. При выявлении необходимости корректировки выбранных параметров настройки устройства АЛАР (отсутствие положительных результатов опытов в соответствии с таблицами 9, 9.1 или 9.2) заявитель или уполномоченное им лицо может осуществить корректировку параметров настройки сертифицируемых устройств АЛАР. Информация о корректировке параметров настройки устройства АЛАР при проведении сертификационных испытаний должна быть указана в протоколе испытаний.

В указанном случае все опыты, предусмотренные программой сертификационных испытаний, должны быть выполнены повторно с измененными параметрами настройки устройств АЛАР.

4.2.6. Настройка сертифицируемых устройств АЛАР должна быть выполнена органом по добровольной сертификации в соответствии с параметрами тестовой модели энергосистемы и представленными заявителем параметрами настройки устройств АЛАР для тестовой модели энергосистемы.

4.2.7. Все опыты, предусмотренные в программе сертификационных испытаний, должны выполняться при неизменных параметрах настройки сертифицируемых устройств АЛАР.

При проведении опыта 5.1.1 таблицы 9 уставка блокировки устройства АЛАР по максимальной длительности цикла асинхронного режима может быть скорректирована с учетом требований п. 6.2 Стандарта.

При проведении опытов с наличием промежуточных отборов мощности на ПС № 3 и ПС № 4 допускается вывод первой ступени устройства АЛАР-1 и АЛАР-2 на сигнал с целью предотвращения обесточивания нагрузки промежуточных подстанций.

4.2.8. Соответствие сертифицируемого устройства АЛАР требованиям Стандарта может быть подтверждено только при возможности выбора параметров настройки, обеспечивающих наличие положительного результата каждого опыта.

4.2.9. Регистрация параметров электроэнергетического режима должна проводиться для каждого опыта.

**Таблица 9. Типовые опыты для проведения сертификационных испытаний устройств АЛАР**

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение*	Особенности аварийного режима	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6
Отсутствие срабатывания при включении и отключении питания	1.1	Воздействия ПАК РВ	Включение оперативного питания	–	Отсутствие срабатывания
	1.2	Воздействия ПАК РВ	Отключение оперативного питания	–	Отсутствие срабатывания
Отсутствие срабатывания при возникновении неисправности в цепях оперативного тока	2.1	Воздействия ПАК РВ	Замыкание клеммы питания «+» на землю	–	Отсутствие срабатывания
	2.2	Воздействия ПАК РВ	Замыкание клеммы питания «-» на землю	–	Отсутствие срабатывания
Отсутствие срабатывания при неисправностях цепей напряжения	3.1	Воздействия ПАК РВ	Отключение одной фазы вторичных цепей трансформатора напряжения	–	Отсутствие срабатывания
	3.2	Воздействия ПАК РВ	Отключение двух фаз вторичных цепей трансформатора напряжения	–	Отсутствие срабатывания
	3.3	Воздействия ПАК РВ	Отключение трех фаз вторичных цепей от обмоток трансформатора напряжения, соединенных «звездой»	–	Отсутствие срабатывания
	3.4	Воздействия ПАК РВ	Отключение трех фаз вторичных цепей от обмоток трансформатора напряжения, соединенных «треугольником»	–	Отсутствие срабатывания
	3.5	Воздействия ПАК РВ	Замыкание фазы вторичной цепи от трансформатора напряжения на корпус (землю)	–	Отсутствие срабатывания

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение*	Особенности аварийного режима	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6
	3.6	Воздействия ПАК РВ	Замыкание двух фаз вторичной цепи от трансформатора напряжения на корпус (землю)	–	Отсутствие срабатывания
	3.7	Воздействия ПАК РВ	Смена фаз А и В вторичной цепи от трансформатора напряжения	–	Отсутствие срабатывания
	3.8	Воздействия ПАК РВ	Отключение нулевого вывода обмоток трансформатора напряжения, соединенных «звездой»	–	Отсутствие срабатывания
Восстановление работоспособности с заданными уставками и алгоритмом функционирования после перерыва питания	4	Воздействия ПАК РВ	Отключение оперативного питания и после выдержки времени, равной 60 с, включение питания	–	Отсутствие срабатывания. Готовность устройства к работе за время не более 30 с
Работоспособность при максимальных и минимальных длительностях цикла АР	5.1	Воздействия ПАК РВ	АР на защищаемом участке с длительностью цикла 20 с	Асинхронный режим	Срабатывание
	5.2	Воздействия ПАК РВ	АР на защищаемом участке с длительностью цикла 0,2 с	Асинхронный режим	Срабатывание
Отсутствие срабатывания при длительностях цикла АХ, не соответствующих заданным значениям	6.1	Воздействия ПАК РВ	АР на защищаемом участке с длительностью цикла, превышающей уставки максимальной длительности цикла	Асинхронный режим	Отсутствие срабатывания
	6.2	Воздействия ПАК РВ	АР на защищаемом участке с длительностью цикла 0,15с	Асинхронный режим	Отсутствие срабатывания

\* Воздействия выдаются на АЛАР от ПАК РВ.



**Таблица 9.1. Типовые опыты для проведения сертификационных испытаний устройств АЛАР, предназначенных для установки в электрической сети**

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК*, Ом	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
Отсутствие срабатывания при допустимых нагрузочных режимах	7.1.1	Схема рис. 2. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-2, Л-7, Л-10	–	Устойчивый режим	–	Отсутствие срабатывания
	7.1.2	Схема рис. 3. Отключено: АЭС, ТЭС	–	Устойчивый режим (близкий к пределу по статической устойчивости)	–	Отсутствие срабатывания
Отсутствие срабатывания в устойчивых переходных процессах	8.1.1	Схема рис. 4. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-8	2-ф КЗ на землю длительностью 0,2 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
	8.1.2	Схема рис. 5. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-10 Включено: источник напряжения с высокочастотными гармоническими составляющими	3-ф КЗ длительностью 0,12 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Затухающие синхронные качания (высокочастотные гармонические составляющие)	–	Отсутствие срабатывания
	8.1.3	Схема рис. 6. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-8 Включено: двигательная нагрузка на ПС № 3	2-ф КЗ на землю длительностью 0,097 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Затухающие синхронные качания (промежуточный отбор мощности)	–	Отсутствие срабатывания

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК*, Ом	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
		и ПС № 4 по 200 МВт				
	8.1.4	Схема рис. 4. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-8	2-ф КЗ на землю длительностью 0,12 с на Л-6 вблизи ПС № 2 с неуспешным ТАПВ длительностью 1 с	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
Отсутствие срабатывания в случае внешнего асинхронного режима	9.1.1	Схема рис. 7. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-2, Л-7, Л-9	2-ф КЗ на землю длительностью 0,88 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	214 (ЭЦК на Л-1)	Отсутствие срабатывания
	9.1.2	Схема рис. 8. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-10, Л-11	3-ф КЗ длительностью 0,02 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	–7 (ЭЦК на Л-12)	Отсутствие срабатывания
	9.1.3	Схема рис. 9. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-2, Л-7, Л-9. Включено: статическая нагрузка на ПС № 3 и ПС № 4 по 100 МВт	2-ф КЗ на землю длительностью 0,46 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля с промежуточным отбором мощности)	195 (ЭЦК на Л-1)	Отсутствие срабатывания

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК*, Ом	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
	9.1.4	Схема рис. 10. Отключено: Л-12	3-ф КЗ длительностью 0,12 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	-158 с перемещением в ходе асинхронного режима до 35 (ЭЦК на Л-11 с перемещением на Л-5)	Срабатывание при перемещении ЭЦК на Л-5
	9.1.5	Схема рис. 10. Отключено: Л-12	3-ф КЗ длительностью 0,3 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	-22 (ЭЦК на Л-11)	Отсутствие срабатывания
Работоспособность в аварийных режимах при различных видах аварийных возмущений с расположением электрического центра качаний в различных точках защищаемого участка сети	10.1.1	Схема рис. 11. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-2, Л-7, Л-9	2-ф КЗ на землю длительностью 0,24 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	159 (ЭЦК на Л-3)	Срабатывание
	10.1.2	Схема рис. 12. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-8	3-ф КЗ длительностью 0,32 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	71 (ЭЦК на Л-4)	Срабатывание
	10.1.3	Схема рис. 13. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-10	3-ф КЗ длительностью 0,12 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	25 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
	10.1.4	Схема рис. 14. Отключено: Л-10	3-ф КЗ длительностью 0,12 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	25 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
	10.1.5	Схема рис. 15. Отключено: Л-10	3-ф КЗ длительностью 0,08 с на Л-6 вблизи ПС № 2 с	Асинхронный режим	18 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК*, Ом	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
			успешным ТАПВ длительностью 1 с			
	10.1.6	Схема рис. 15. Отключено: Л-10	3-ф КЗ длительностью 0,12 с на Л-6 вблизи ПС № 2 с неуспешным ТАПВ длительностью 0,3 с	Асинхронный режим	32 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
	10.1.7	Схема рис. 5. Отключено: Л-10. Включено: источник напряжения с высокочастотными гармоническими составляющими	3-ф КЗ длительностью 0,18 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим (высокочастотные гармонические составляющие)	84 (ЭЦК на Л-4)	Срабатывание
	10.1.8	Схема рис. 14. Отключено: Л-10	3-ф КЗ длительностью 0,3 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Многочастотный асинхронный режим	31 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
	10.1.9	Схема рис. 14. Отключено: Л-10	Скачкообразное изменение $K_{IF}$ СГ ЭС-1 от +7 до -7	Переход синхронных качаний в АР	19 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
	10.1.10	Схема рис. 12. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-8	Монотонное увеличение перетока по Л-3, Л-4, Л-5	Асинхронный режим	63 (ЭЦК на Л-4)	Срабатывание
Работоспособность на пониженных и повышенных частотах	11.1.1	Схема рис. 19. Отключено: Л-8	При частоте в сети 49 Гц 3-ф КЗ длительностью 0,12 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	72 (ЭЦК на Л-4)	Срабатывание
	11.1.2	Схема рис. 20. Отключено: Л-8	При частоте в сети 51 Гц 3-ф КЗ длительностью 0,12 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	74 (ЭЦК на Л-4)	Срабатывание

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК*, Ом	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
	11.1.3	Схема рис. 14. Отключено: Л-10	При частоте в сети 49 Гц 3-ф КЗ на Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,43 с	Асинхронный режим	22 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
	11.1.4	Схема рис. 14. Отключено: Л-10	При частоте в сети 51 Гц 3-ф КЗ на Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,14 с	Асинхронный режим	26 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
Работоспособность в неполнофазных режимах	12.1.1	Схема рис. 21. Отключено: Л-10, ф.А Л-3	Обрыв фазы А на Л-3 и 3-ф КЗ длительностью 0,12 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Неполнофазный асинхронный режим	36 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
	12.1.2	Схема рис. 15. Отключено: Л-10	1-ф КЗ длительностью 0,5 с на Л-6 вблизи ПС № 2 с успешным ОАПВ через 5 с	Асинхронный режим	16 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
	12.1.3	Схема рис. 15. Отключено: Л-10	1-ф КЗ длительностью 0,5 с на Л-3 вблизи ПС № 2 с успешным ОАПВ через 5 с	Неполнофазный асинхронный режим	21 (ЭЦК на Л-5)	Срабатывание
Работоспособность в условиях наличия на защищаемом участке сети промежуточных отборов мощности	13.1.1	Схема рис. 16. Отключено: Л-8. Включено: статическая нагрузка на ПС № 3 и ПС № 4 по 100 МВт	2-ф КЗ на землю длительностью 0,22 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	73 (ЭЦК на Л-4)	Срабатывание
	13.1.2	Схема рис. 17. Отключено: Л-8. Включено: статическая нагрузка	3-ф КЗ длительностью 0,22 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	71 (ЭЦК на Л-4)	Срабатывание

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК*, Ом	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
		на ПС № 3 и ПС № 4 по 200 МВт				
	13.1.3	Схема рис. 18. Отключено: Л-8. Включено: двигательная нагрузка на ПС № 3 и ПС № 4 по 200 МВт	2-ф КЗ на землю длительностью 0,22 с на Л-6 вблизи ПС № 2	Асинхронный режим	72 (ЭЦК на Л-4)	Срабатывание

\*Расположение ЭЦК в момент начала первого цикла асинхронного режима относительно ПС № 5 для АЛАР-2.

**Таблица 9.2. Типовые опыты для проведения сертификационных испытаний устройств АЛАР, предназначенных для установки на генератор**

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
Отсутствие срабатывания при допустимых нагрузочных режимах	7.2.1	Схема рис. 22	Номинальный режим. Плановое снижение загрузки ТЭС до уровня 0,4 P <sub>ном</sub>	Устойчивый режим	–	Отсутствие срабатывания
	7.2.2	Схема рис. 23. Отключено: АЭС	Увеличение активной мощности, выдаваемой генератором ЭС-1, до достижения предела по статической устойчивости по связи 1-6	Устойчивый режим (близкий к пределу по статической устойчивости)	–	Отсутствие срабатывания
Отсутствие срабатывания в устойчивых переходных процессах	8.2.1	Схема рис. 24. Отключено: АЭС и Л-8	1-ф КЗ на землю на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,4 с	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
	8.2.2	Схема рис. 24. Отключено: АЭС и Л-8	2-ф КЗ на землю на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,24 с	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
	8.2.3	Схема рис. 24. Отключено: АЭС и Л-8	3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,14 с	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
	8.2.4	Схема рис. 25. Отключено: АЭС. Включено: источник напряжения с высокочастотными гармоническими составляющими	3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,14 с	Затухающие синхронные качания (высокочастотные гармонические составляющие)	–	Отсутствие срабатывания

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
	8.2.5	Схема рис. 22	Внезапное отключение линии Л-2 без КЗ	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
	8.2.6	Схема рис. 26. Отключено: Л-2 и Л-8	1-ф КЗ на землю на линии Л-6 вблизи шин ПС № 2 длительностью 0,3 с, неуспешное ОАПВ	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
	8.2.7	Схема рис. 27. Отключено: Л-2	2-ф КЗ на землю на линии Л-6 вблизи шин ПС № 2 длительностью 0,24 с, неуспешное ТАПВ	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
	8.2.8	Схема рис. 28. Отключено: АЭС и Л-2	2-ф КЗ на землю на линии Л-8 на удалении в 96,5 км от ПС № 2 длительностью 0,46 с	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
	8.2.9	Схема рис. 29. Отключено: Л-2 и Л-7	Изменение скачком К11F СГ ТЭС с +1,25 до –1,25	Колебания ротора генератора ТЭС	–	Отсутствие срабатывания
Отсутствие срабатывания в случае внешнего асинхронного режима	9.2.1	Схема рис. 22	Внезапное отключение линии Л-12 без КЗ	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-11	Отсутствие срабатывания
	9.2.2	Схема рис. 30	Монотонное увеличение перетока по связи 2–5 до нарушения устойчивости	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-11, Л-12 с перемещением на Л-6, Л-7, Л-8	Отсутствие срабатывания
	9.2.3	Схема рис. 31. Отключено: Л-1 и Л-7	2-ф КЗ на землю на линии Л-8 на удалении в 96,5 км от ПС № 2 длительностью 0,26 с	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-6, Л-8	Отсутствие срабатывания



Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
	9.2.4	Схема рис. 32	3-ф КЗ на линии Л-2 вблизи ПС № 1 длительностью 0,2 с	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-1, Л-2	Отсутствие срабатывания
	9.2.5	Схема рис. 33. Отключено: Л-7	Изменение скачком К1IF СГ ЭС-1 с +1,25 до -1,25	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-6, Л-8 с перемещением на Л-11, Л-12	Отсутствие срабатывания
Работоспособность при асинхронном режиме возбужденного синхронного генератора относительно электрической станции	10.2.1	Схема рис. 34. Отключено: Л-8	3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,36 с	Асинхронный режим	ЭЦК в СГ	Срабатывание
	10.2.2	Схема рис. 35. Отключено: Л-8	3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 1,0 с	Асинхронный режим	ЭЦК в СГ	Срабатывание
	10.2.3	Схема рис. 28. Отключено: АЭС и Л-2	2-ф КЗ на землю на линии Л-8 на удалении в 96,5 км от ПС № 2 длительностью 0,46 с	Асинхронный режим	ЭЦК в СГ	Срабатывание
	10.2.4	Схема рис. 35	3-ф КЗ на линии Л-2 вблизи ПС № 1 длительностью 0,2 с	Асинхронный режим	ЭЦК в СГ	Срабатывание
	10.2.5	Схема рис. 36. Отключено: Л-2 и Л-7	Изменение скачком К1IF СГ ЭС-1 с +1,25 до -1,25	Асинхронный режим	ЭЦК в СГ	Срабатывание
Работоспособность на пониженных и повышенных частотах	11.2.1	Схема рис. 37. Отключено: Л-8	При частоте в сети 49 Гц 3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,18 с	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-6, Л-7	Отсутствие срабатывания
	11.2.2	Схема рис. 38. Отключено: Л-8	При частоте в сети 49 Гц 3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,36 с	Асинхронный режим	ЭЦК в СГ	Срабатывание

Цель испытаний	№ опыта	Предаварийный режим. Схема сети	Аварийное возмущение	Особенности аварийного режима	Расположение ЭЦК	Корректное действие АЛАР
1	2	3	4	5	6	7
	11.2.3	Схема рис. 39. Отключено: Л-8	При частоте в сети 51 Гц 3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,18 с	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-6, Л-7	Отсутствие срабатывания
	11.2.4	Схема рис. 40. Отключено: Л-8	При частоте в сети 51 Гц 3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,36 с	Асинхронный режим	ЭЦК в СГ	Срабатывание
Работоспособность в неполнофазных режимах	12.2.1	Схема рис. 37. Отключено: Л-8	Обрыв фазы А на линии Л-3 и через 1,0 с 3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,18 с	Неполнофазный асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-6, Л-7	Отсутствие срабатывания
	12.2.2	Схема рис. 38. Отключено: Л-8	Обрыв фазы А на линии Л-3 и через 1,0 с 3-ф КЗ на линии Л-6 вблизи ПС № 2 длительностью 0,36 с	Неполнофазный асинхронный режим	ЭЦК в СГ	Срабатывание
	12.2.3	Схема рис. 41. Отключено: Л-8	1-ф КЗ на землю на линии Л-2 вблизи ПС № 1 длительностью 0,5 с, успешное ОАПВ через 2 с	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-6, Л-7	Отсутствие срабатывания
	12.2.4	Схема рис. 42. Отключено: Л-1 и Л-8	1-ф КЗ на землю на линии Л-2 вблизи ПС № 1 длительностью 0,5 с, успешное ОАПВ через 2 с	Асинхронный режим	ЭЦК в СГ	Срабатывание

## **5. Анализ результатов сертификационных испытаний**

Результаты сертификационных испытаний считаются положительными, а устройства АЛАР – полностью прошедшими сертификационные испытания при выполнении следующих условий:

5.1. Отсутствует срабатывание устройств АЛАР при неисправностях цепей напряжения и потере напряжения, а также при включении/отключении оперативного питания и неисправностях в цепях оперативного тока.

5.2. Восстановление работоспособности устройства АЛАР с заданными уставками и алгоритмом функционирования после перерыва питания происходит за время менее 30 секунд с момента подачи питания.

5.3. Отсутствуют срабатывания устройств АЛАР в допустимых нагрузочных или устойчивых переходных режимах.

5.4. Устройства АЛАР срабатывают только при асинхронном режиме с ЭЦК на контролируемом участке в соответствии с заданными уставками и требованиями Стандарта.

Для устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление ЭЦК, допускается срабатывание при внешних асинхронных режимах в соответствии с заданными уставками и требованиями Стандарта.

5.5. Устройство АЛАР, предназначенное для установки на электрической станции с целью ликвидации асинхронного режима возбужденного генератора относительно электростанции, срабатывает в соответствии с заданными уставками и требованиями Стандарта.

5.6. Отсутствует несогласованная работа устройств АЛАР, приводящая к отключению нагрузки промежуточных подстанций.