



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТО 59012820.29.020.008-2015

Регистрационный номер (обозначение)

24.12.2015

Дата утверждения

Стандарт организации

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.

**АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ.**

АВТОМАТИКА ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА.

НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Издание официальное

Москва 2015

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о Стандарте

1. РАЗРАБОТАН: открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

2. ВНЕСЕН: открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

3. УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от 24.12.2015 № 418.

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

Стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы».

Содержание

1. Область применения.....	4
2. Нормативные ссылки.....	5
3. Термины и определения.....	5
4. Обозначения и сокращения.....	6
5. Требования к организации автоматической ликвидации асинхронных режимов.....	6
6. Требования к устройствам АЛАР.....	8
7. Подтверждение соответствия устройств АЛАР требованиям Стандарта.....	10
Приложение А (обязательное). Минимальный перечень документов и информации по устройствам АЛАР, подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации	14
Приложение Б (обязательное). Методика проведения сертификационных испытаний устройств АЛАР	16

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «СО ЕЭС»

Релейная защита и автоматика.

Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем.

Автоматика ликвидации асинхронного режима.

Нормы и требования

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает:

- требования к организации автоматической ликвидации асинхронных режимов в Единой энергетической системе России (далее – ЕЭС России) и размещению устройств автоматики ликвидации асинхронного режима (далее – АЛАР) в ЕЭС России;
- основные технические и функциональные требования к устройствам АЛАР;
- порядок и методику проведения сертификационных испытаний устройств АЛАР.

1.2. Требования Стандарта не распространяются на аппаратную реализацию устройств АЛАР. Стандарт не устанавливает требования к электропитанию, дискретным и аналоговым входам и выходам, электромагнитной совместимости, условиям эксплуатации, диагностике, сервисному обслуживанию, объему заводских проверок, надежности функционирования, изоляции, пожаробезопасности, электробезопасности и информационной безопасности устройств АЛАР.

1.3. Требования Стандарта распространяются на вновь устанавливаемые на объектах электроэнергетики устройства АЛАР, а также на существующие микропроцессорные устройства АЛАР в случае изменения алгоритма их функционирования.

1.4. Стандарт предназначен для ОАО «СО ЕЭС», собственников и иных законных владельцев электрических станций и объектов электросетевого хозяйства, организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, наладке, эксплуатации, проверке и настройке устройств АЛАР.

1.5. Требования Стандарта должны учитываться при разработке схем выдачи мощности электрических станций, при строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении объектов электроэнергетики, подготовке и согласовании технических условий на технологическое присоединение объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям.

2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования».

3. Термины и определения

В Стандарте применены термины по СТО 59012820.29.240.001-2011, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. Деление энергосистемы: разделение энергосистемы на две или более несинхронно работающие части.

3.2. Многочастотный асинхронный режим: асинхронный режим энергосистемы, характеризующийся наличием трех и более групп несинхронно вращающихся генераторов.

3.3. Начало цикла асинхронного режима: момент времени в течение асинхронного режима, в который напряжение в электрическом центре качаний снижается до нуля.

3.4. Номер версии алгоритма функционирования устройства АЛАР: индивидуальный цифровой, буквенный или буквенно-цифровой набор (номер), в том числе входящий в состав номера версии программного обеспечения устройства АЛАР, отличающий указанную версию алгоритма функционирования устройства АЛАР от других версий и подлежащий изменению при внесении изменений в алгоритм функционирования устройства АЛАР (включая изменения, вносимые при модификации, иной переработке или адаптации алгоритма функционирования устройства АЛАР).

3.5. Устройство АЛАР: локальное устройство автоматики ликвидации асинхронного режима или функция в составе микропроцессорного устройства противоаварийной автоматики, реализующая автоматическую ликвидацию асинхронного режима.

3.6. Длительность цикла асинхронного режима: период времени между двумя последовательными моментами времени, в которые напряжение в ЭЦК снижается до нуля.

4. Обозначения и сокращения

В Стандарте применены обозначения и сокращения по СТО 59012820.29.240.001-2011, а также следующие обозначения и сокращения:

АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима;
АПНУ	– автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
АРВ	– автоматический регулятор возбуждения;
ОАПВ	– однофазное автоматическое повторное включение;
ПАК РВ	– программно-аппаратный комплекс моделирования энергосистем в режиме реального времени;
РЗ	– релейная защита;
СДС «СО ЕЭС»	– Система добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС», созданная ОАО «СО ЕЭС» и зарегистрированная в едином реестре систем добровольной сертификации 21.03.2013 под № РОСС RU.31034.04ЕЭ01;
ТАПВ	– трехфазное автоматическое повторное включение;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТТ	– трансформатор тока;
ЭЦК	– электрический центр качаний.

5. Требования к организации автоматической ликвидации асинхронных режимов и размещению устройств АЛАР

5.1. АЛАР предназначена для предотвращения и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

5.2. Автоматическая ликвидация асинхронных режимов реализуется совокупностью устройств АЛАР, устанавливаемых на объектах электроэнергетики.

5.3. На всех связях, по которым возможен асинхронный режим, должны быть установлены устройства АЛАР.

5.4. На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, должно обеспечиваться селективное выявление асинхронного режима с ЭЦК в любой точке связи двумя устройствами АЛАР.

Асинхронный режим с ЭЦК на ЛЭП должны выявлять два устройства АЛАР, установленные на разных объектах электроэнергетики. На межгосударственных линиях электропередачи при отсутствии возможности установки устройств АЛАР на разных объектах электроэнергетики установка устройств АЛАР на одном объекте электроэнергетики допускается по согласованию с ОАО «СО ЕЭС». При установке устройств АЛАР на одном объекте электроэнергетики должно быть предусмотрено:

- разделение питания устройств АЛАР по оперативному току;

- выполнение измерительных цепей тока и цепей напряжения устройств АЛАР от разных источников;
- отсутствие совмещения выходных цепей устройств АЛАР;
- действие устройств АЛАР на различные электромагниты отключения выключателей.

5.5. На всех генераторах АЭС и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС и ГЭС должны устанавливаться два устройства АЛАР.

Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах мощностью менее 500 МВт ТЭС и ГЭС должна определяться проектными решениями.

При возможности возникновения асинхронного режима генератора устройства АЛАР должны устанавливаться на генераторе вне зависимости от наличия устройств АПНУ.

5.6. Реализация АЛАР в устройствах РЗ генератора допускается по согласованию с ОАО «СО ЕЭС» на генераторах мощностью менее 500 МВт.

5.7. При необходимости установки устройств АЛАР на двух и более генераторах суммарной мощностью менее 500 МВт, подключенных к общим шинам посредством одного выключателя, допускается установка двух устройств АЛАР, включенных на суммарный ток данных генераторов.

5.8. Алгоритм функционирования и настройка устройств АЛАР в электрической сети напряжением 220 кВ и выше и устройств АЛАР на генераторах должны обеспечивать выявление ЭЦК. В электрической сети напряжением 150 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявления ЭЦК.

5.9. Установка отдельных устройств АЛАР, выявляющих и ликвидирующих неполнофазные асинхронные режимы, не требуется.

5.10. Устройства АЛАР должны действовать на ДС или отключение генераторов. Реализация иных УВ с целью ресинхронизации не допускается.

5.11. Действие устройств АЛАР на ДС должно производиться посредством отключения ЛЭП и/или электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей. При этом отключение ЛЭП должно осуществляться:

- для электрической сети напряжением 330 кВ и выше с двух сторон;
- для электрической сети напряжением 220 кВ и ниже с двух сторон при наличии команды на телеотключение.

5.12. Элементы электрической сети в сечении асинхронного режима, отключаемые действием устройств АЛАР, определяются с учетом:

- наличия на отключаемом элементе расчетного ЭЦК;
- минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы;
- минимизации количества отключаемых выключателей.

5.13. Для минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы допускается действие устройств АЛАР на смежном объекте

электроэнергетики при условии действия последней ступени этого устройства АЛАР на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

5.14. Настройка устройств АЛАР, установленных на связи с промежуточными подстанциями, должна исключать обесточивание нагрузки промежуточных подстанций при реализации УВ.

5.15. Устройства АЛАР, устанавливаемые на генераторах, должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронного режима возбужденного генератора относительно электростанции.

5.16. Ликвидация асинхронного режима возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться посредством его отключения.

При установке устройства АЛАР, не совмещенного с устройствами РЗ генератора, на генератор, работающий по схеме «блок генератор-трансформатор», должно предусматриваться действие разных ступеней устройства АЛАР на выключатели разных классов напряжения (при их наличии).

5.17. Первые ступени устройств АЛАР, установленных в электрической сети напряжением 330 кВ и выше, должны выдавать УВ на ДС до начала второго цикла асинхронного режима.

5.18. Устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 220 кВ и ниже, должны выдавать УВ на ДС после выдачи УВ на ДС устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в одно сечение асинхронного режима.

5.19. Устройства АЛАР, установленные в электрической сети напряжением 220 кВ и ниже, должны выдавать УВ на ДС до начала пятого цикла асинхронного режима.

5.20. При выявлении возможности возникновения многократного асинхронного режима должны устанавливаться устройства АЛАР, выдающие УВ на ДС до начала первого цикла асинхронного режима.

5.21. Измерительные цепи устройства АЛАР должны подключаться к вторичным обмоткам трансформаторов тока и напряжения при измерении:

- фазных или линейных токов – к вторичной обмотке ТТ класса точности 10Р (5Р);
- фазных или линейных напряжений – к вторичной обмотке измерительного ТН, соединенной по схеме «звезда», класса точности 3Р (6Р);
- напряжения нулевой последовательности U_0 (при необходимости) – к вторичной обмотке ТН, соединенной по схеме «разомкнутый треугольник», класса точности 3Р (6Р).

5.22. Подключение устройств АЛАР по цепям переменного напряжения к ТН и переменного тока к ТТ, а также выходные цепи устройств АЛАР должны выполняться посредством оперативных переключающих устройств.

6. Требования к устройствам АЛАР

6.1. Устройство АЛАР должно обеспечивать:

- выявление асинхронного режима и выдачу УВ;
- отсутствие срабатывания при отсутствии асинхронного режима;
- определение количества циклов асинхронного режима.

6.2. Устройство АЛАР должно выявлять и ликвидировать асинхронные режимы с длительностью цикла асинхронного режима от 0,2 до 20 секунд.

6.3. В устройстве АЛАР должна быть реализована возможность использования не менее двух ступеней:

– первая ступень должна выявлять асинхронный режим и выдавать УВ до начала второго цикла асинхронного режима;

– вторая и последующие ступени должны выявлять асинхронный режим и выдавать УВ через заданное количество циклов АР.

В устройстве АЛАР, устанавливаемом в соответствии с п. 5.20 Стандарта, должна быть реализована возможность выявления асинхронного режима и выдачи УВ до начала первого цикла асинхронного режима.

В устройстве АЛАР, не обеспечивающем выявление ЭЦК, устанавливаемом в электрической сети напряжением 150 кВ и ниже, допускается использовать одну ступень, выявляющую асинхронный режим и выдающую УВ через заданное количество циклов АР.

6.4. Устройство АЛАР должно предусматривать возможность задания не менее двух групп уставок для каждой из ступеней.

6.5. Устройство АЛАР должно обеспечивать возможность передачи информации в АСУ ТП объекта электроэнергетики с использованием стандартных протоколов обмена информацией.

6.6. После перерывов питания любой длительности устройство АЛАР должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 30 секунд с момента подачи питания.

6.7. Устройство АЛАР не должно ложно срабатывать при:

- снятии и подаче питания;
- возникновении неисправностей в цепях оперативного тока;
- возникновении неисправностей в цепях напряжения;
- потере цепей напряжения;
- перезагрузке устройства.

6.8. Устройство АЛАР должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа работы устройства. В устройстве АЛАР должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.

6.9. В устройстве АЛАР должна предусматриваться автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

6.10. Устройство АЛАР должно быть синхронизировано с системами единого времени. Все зарегистрированные в устройстве АЛАР данные должны иметь метки единого астрономического времени.

6.11. Документация на устройство АЛАР должна содержать:

- информацию об области применения устройства;
- информацию об ограничениях применения устройства;
- описание алгоритма работы устройства в объеме, достаточном для обеспечения возможности его моделирования при проведении расчетов переходных режимов и динамической устойчивости и достаточном для полноценного анализа его работы;

- методику выбора уставок для всех заявленных областей применения устройства (с примерами);

- типовую форму бланка уставок.

6.12. Многофункциональное устройство ПА, в котором функция АЛАР аппаратно совмещена с другими функциями ПА, должно соответствовать требованиям п. 6.5–6.11 Стандарта.

7. Подтверждение соответствия устройств АЛАР требованиям Стандарта

7.1. Подтверждение соответствия устройств АЛАР требованиям Стандарта осуществляется путем добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС».

Подтверждение соответствия устройств АЛАР требованиям Стандарта может осуществляться путем добровольной сертификации в иных системах добровольной сертификации, зарегистрированных в установленном порядке в едином реестре систем добровольной сертификации, при условии соблюдения требований, предусмотренных настоящим разделом Стандарта.

7.2. Объектом сертификации является устройство АЛАР определенного вида предназначения с заложенными в него алгоритмами функционирования.

Сертификация проводится в отношении типовых (серийных) экземпляров устройств.

7.3. Для целей сертификации устройства АЛАР в зависимости от их предназначения подразделяются на следующие виды:

- устройство АЛАР, предназначенное для использования в электрических сетях без ограничений и выявляющее асинхронный режим до начала первого цикла;

- устройство АЛАР, предназначенное для использования в электрических сетях и выявляющее асинхронный режим после начала первого цикла;

- устройство АЛАР, предназначенное для использования в электрических сетях напряжением 150 кВ и ниже как не обеспечивающее выявление ЭЦК;

– устройство АЛАР, предназначенное для установки на электрической станции для ликвидации асинхронного режима возбужденного генератора относительно электрической станции.

Сертификация устройства АЛАР может осуществляться для одного или нескольких видов предназначения одновременно.

В случае если сертификация устройства АЛАР осуществлялась для нескольких видов предназначения из числа указанных в настоящем пункте, органом по добровольной сертификации должны выдаваться отдельные сертификаты соответствия для каждого вида предназначения устройства АЛАР.

7.4. Действие сертификата соответствия распространяется на вид предназначения, тип (марку) и алгоритм функционирования (версию алгоритма функционирования) устройства АЛАР.

В случае идентичности вида предназначения, типа (марки) устройств АЛАР действие сертификата соответствия не распространяется на устройства АЛАР, номер версии алгоритма функционирования которых отличен от номера версии, соответствующего сертифицированному алгоритму функционирования устройства АЛАР.

7.5. Сертификат соответствия подтверждает выполнение в отношении устройства АЛАР требований Стандарта только применительно к тому виду предназначения устройства, проверка для которого проводилась при сертификации.

В случае неизменности типа (марки) устройства АЛАР и номера версии алгоритма его функционирования использование такого устройства по иному предназначению допускается после подтверждения его соответствия требованиям Стандарта для соответствующего вида предназначения.

7.6. Сертификация устройства АЛАР осуществляется в соответствии с правилами функционирования соответствующей системы добровольной сертификации с обязательным соблюдением требований, установленных настоящим разделом Стандарта.

7.7. Применяемая схема сертификации устройства АЛАР в обязательном порядке должна включать выполнение мероприятий по анализу документов и информации, представленных заявителем, и проведению сертификационных испытаний устройства АЛАР (согласно Правилам функционирования СДС «СО ЕЭС», утвержденным приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012 № 475, – схема 3).

7.8. Анализ документов и информации, представленных заявителем, проводится органом по добровольной сертификации перед проведением сертификационных испытаний, с целью предварительной оценки основных технических характеристик устройства АЛАР.

Минимальный перечень документов и информации, подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации, приведен в приложении А к Стандарту.

Орган по добровольной сертификации вправе дополнительно затребовать от заявителя иные документы и информацию в объеме,

необходимом для проведения сертификации и оценки соответствия устройства АЛАР на соответствие требованиям Стандарта.

7.9. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с Методикой проведения сертификационных испытаний устройств АЛАР (далее – Методика), приведенной в приложении Б к Стандарту, с использованием ПАК РВ.

7.10. Сертификационные испытания должны проводиться по программе, разработанной органом по добровольной сертификации в соответствии с Методикой и согласованной с ОАО «СО ЕЭС». Программа сертификационных испытаний должна учитывать вид предназначения устройства АЛАР, указанный заявителем.

7.11. Сертификационные испытания проводятся на производственно-технической базе испытательной лаборатории органа по добровольной сертификации.

Сертификационные испытания устройств АЛАР должны проводиться в присутствии представителя заявителя или уполномоченного им лица.

При проведении сертификационных испытаний могут присутствовать представители ОАО «СО ЕЭС».

7.12. Сертификационные испытания проводятся в следующем порядке:

7.12.1. Заявитель передает органу по добровольной сертификации для проведения испытаний два устройства АЛАР и согласовывает с органом по добровольной сертификации схемы их подключения к тестовой модели энергосистемы (к интерфейсным блокам ПАК РВ), параметры настройки устройств АЛАР и параметры ПАК РВ.

7.12.2. Производится сборка тестовой модели энергосистемы.

7.12.3. Орган по добровольной сертификации устанавливает в устройствах АЛАР представленные заявителем параметры настройки устройств АЛАР для тестовой модели энергосистемы.

7.12.4. Органом по добровольной сертификации производится подключение сертифицируемых устройств АЛАР к ПАК РВ.

7.12.5. Органом по добровольной сертификации проводятся сертификационные испытания устройств АЛАР в соответствии с программой сертификационных испытаний с регистрацией всех опытов.

7.13. Результаты сертификационных испытаний оформляются органом по добровольной сертификации в виде протокола сертификационных испытаний. Протокол сертификационных испытаний подписывается всеми участниками испытаний.

Протокол сертификационных испытаний должен соответствовать требованиям, указанным в Правилах функционирования СДС «СО ЕЭС».

Дополнительно в протоколе сертификационных испытаний должны быть приведены:

– описание сертифицируемого устройства АЛАР (вид предназначения, тип (марка), номинальные параметры, номер версии алгоритма функционирования, структурная схема алгоритма функционирования и ее

описание с учетом внесенных при сертификационных испытаниях изменений);

- описание тестовой модели энергосистемы, на которой проводилась сертификация;

- параметры ПАК РВ (тип, модель, заводской номер, дата последней поверки);

- параметры настройки (уставки) сертифицируемого устройства АЛАР с обоснованием их выбора, разработанным заявителем или уполномоченным им лицом на основании методики выбора уставок;

- результаты проведенных испытаний, содержащие материалы (осциллограммы, показания регистрирующих приборов и т.п.), иллюстрирующие работу сертифицируемого устройства АЛАР в каждом из проведенных опытов;

- скорректированные параметры настройки устройства АЛАР – в случае если такие параметры, измененные по сравнению с первоначально выбранными параметрами настройки, были предложены заявителем или уполномоченным им лицом в ходе сертификационных испытаний;

- оценка правильности функционирования сертифицируемых устройств АЛАР в каждом из проведенных опытов.

7.14. Срок оформления протокола сертификационных испытаний не должен превышать 10 (десяти) рабочих дней с даты проведения сертификационных испытаний. Копия протокола сертификационных испытаний должна быть направлена органом по добровольной сертификации в ОАО «СО ЕЭС» не позднее пяти рабочих дней с даты его оформления.

7.15. Сертификат соответствия выдается заявителю только при положительных результатах сертификационных испытаний. В сертификате обязательно указываются вид предназначения устройства АЛАР (согласно п. 7.3 Стандарта), тип (марка) устройства АЛАР и номер версии его алгоритма функционирования.

7.16. Срок действия сертификата соответствия устройства АЛАР требованиям Стандарта установлен бессрочным.

Минимальный перечень документов и информации по устройствам АЛАР, подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации

А.1. Технические условия на изготовление устройства АЛАР или технические спецификации (при отсутствии технических условий).

А.2. Руководство (инструкция) по монтажу, настройке и вводу в эксплуатацию устройства АЛАР.

А.3. Руководство (инструкция) по эксплуатации устройства АЛАР, включающее техническое описание с обязательным указанием типа, области применения, функционально-логические схемы с описанием алгоритмов выявления асинхронного режима, а также указания по оперативному и техническому обслуживанию и ремонту с учетом наличия системы самодиагностики.

А.4. Руководство оператора по интерфейсу «человек – машина» и сервисному программному обеспечению.

А.5. Копии протоколов и методик приемочных, квалификационных или периодических испытаний на соответствие требованиям технических условий (спецификаций) с приведением данных о характеристиках испытательного стенда, на котором проводились указанные испытания.

А.6. Сертификат о соответствии требованиям по электромагнитной совместимости, выданный аккредитованной организацией.

А.7. Руководство по применению с описанием типовых (базовых) конфигураций с рекомендациями по расчету и выбору параметров срабатывания.

А.8. Номер версии алгоритма функционирования устройства АЛАР, применяемого на сертифицируемом устройстве АЛАР, подтвержденный письмом или иным официальным документом завода – изготовителя устройства АЛАР.

А.9. Письменное обязательство завода – изготовителя устройства АЛАР по использованию соответствующего номера версии исключительно в отношении сертифицируемого алгоритма функционирования устройства АЛАР, обязательному указанию номера версии алгоритма функционирования устройства АЛАР на выпускаемых устройствах АЛАР в доступной пониманию пользователей информации о программном обеспечении устройства АЛАР и в документации на устройство АЛАР (установленное на нем программное обеспечение) в целях идентификации применяемой версии алгоритма функционирования устройства АЛАР, а также уведомлению органа по добровольной сертификации о внесении в программное обеспечение

сертифицируемого типа (модели) устройства АЛАР изменений, влияющих на алгоритм функционирования устройства АЛАР, с указанием номеров, присвоенных измененным (новым) версиям алгоритма функционирования устройства АЛАР.

А.10. Методика выбора параметров настройки (уставок) для всех заявленных областей применения устройства АЛАР (с примерами).

А.11. Рекомендуемые параметры настройки устройства АЛАР для проведения сертификационных испытаний, определенные в соответствии с методикой, представленной согласно п. А.10 Стандарта, и данными приложения Б к Стандарту, а также обоснование выбора указанных параметров настройки.

Примечание.

1. Полный комплект документов представляется в бумажном виде и на электронном носителе в формате pdf и MS Office.

2. Все документы, за исключением копий протоколов испытаний импортного оборудования, должны представляться на русском языке. При необходимости орган по добровольной сертификации может потребовать от заявителя представления перевода на русский язык копий протоколов испытаний импортного оборудования.

Методика проведения сертификационных испытаний устройств АЛАР**Б.1. Область применения**

Методика должна применяться при проведении сертификационных испытаний устройств АЛАР для проверки на соответствие требованиям Стандарта.

Б.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.

Б.3. Сборка тестовой модели энергосистемы**Б.3.1. Общие положения**

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

Б.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.

Б.3.2. Схема тестовой модели энергосистемы

Б.3.2.1. Схема тестовой модели энергосистемы должна иметь трехфазное исполнение.

Б.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 Б.1.

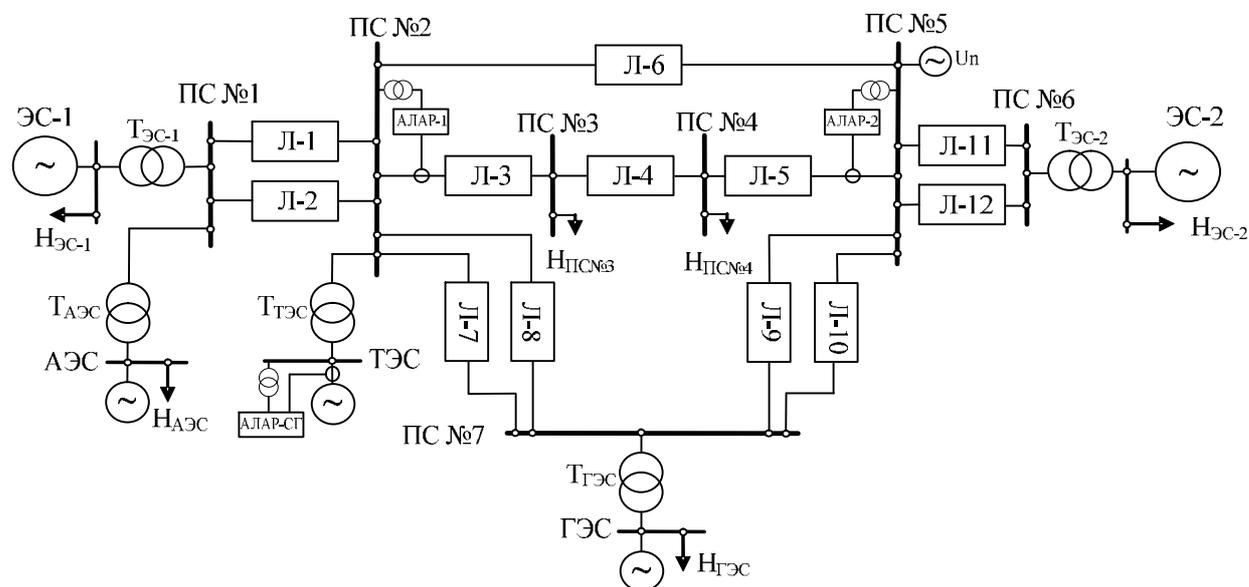


Рис. Б.1. Схема тестовой модели энергосистемы для сертификационных испытаний устройств АЛАР

Б.3.2.3. Параметры линий электропередачи, трансформаторов, синхронных генераторов, нагрузок тестовой модели энергосистемы должны соответствовать параметрам, приведенным в таблицах Б.1–Б.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 $H = 1 \text{ МВт} \cdot \text{с/МВ} \cdot \text{А}$.

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

Б.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 Б.2–Б.42.

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

Линия	L	R _{1л}	X _{1л}	R _{0л}	X _{0л}	b _л
	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 Б.2. Параметры трансформаторов тестовой модели энергосистемы

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

Таблица Б.3. Параметры генераторов тестовой модели энергосистемы

Генераторы	$P_{\Gamma \text{ ном}}$	$S_{\Gamma \text{ ном}}$	$U_{\Gamma \text{ ном}}$	Н	$\cos\varphi$	Реактивные сопротивления					$T_{\text{до}}$
						X_d	X_d'	X_d''	X_q	X_q''	
	МВт	МВ·А	кВ	МВт*с/ МВ·А		о.е.	о.е.	о.е.	о.е.	о.е.	с
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 Б.1–Б.3 используются следующие обозначения:

L – длина линии электропередачи;

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

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

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

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

b_{Γ} – емкостная проводимость линии электропередачи;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора;
 $U_{\text{ВН НОМ}}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;
 $U_{\text{НН НОМ}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора;
 R_{1T} – активное сопротивление прямой последовательности трансформатора;
 X_{1T} – индуктивное сопротивление прямой последовательности трансформатора;
 $P_{\text{Г НОМ}}$ – номинальная активная мощность генератора;
 $S_{\text{Г НОМ}}$ – номинальная полная мощность генератора;
 $U_{\text{Г НОМ}}$ – 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;
 $T_{\text{до}}$ – постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой статорной обмотке;
 H – механическая инерционная постоянная агрегата (генератора и турбины) относительно полной мощности;
 $\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

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

Б.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 Б.4.

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

Генератор	Тип системы возбуждения	Тип АРВ	Коэффициенты					$T_{\text{СВ}}$	$T_{\text{АРВ}}$
			K_U	K_{1U}	K_{1F}	K_F	K_{1F}		
			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 Б.4 используются следующие обозначения:

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

K_{IU} – коэффициент усиления дифференциального канала регулятора напряжения (по производной напряжения);

K_{IF} – коэффициент усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора;

K_F – коэффициент усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения;

K_{IF} – 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.

Б.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%.

Б.3.4. Система контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима

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

Б.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.

Б.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 (δ) 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 [$\delta_{ТЭС}$].

Б.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.

Б.3.5. Подготовка ПАК РВ и подключение сертифицируемых устройств АЛАР

Б.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.

Б.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.

Б.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.

Б.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.

Б.4. Проведение сертификационных испытаний

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

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

Таблица Б.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

Б.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 Б.22–Б.42. Величины нагрузок H , моделируемых активными шунтами на шинах синхронных генераторов, для каждого опыта приведены в таблице Б.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 Б.7.

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

Тип нагрузки	$P_{\text{ном}}$	$Q_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	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 Б.7 используются следующие обозначения:

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

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

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

R_n – активное сопротивление нагрузки, представленной шунтом;

X_n – индуктивное сопротивление нагрузки, представленной шунтом.

Б.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 Б.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

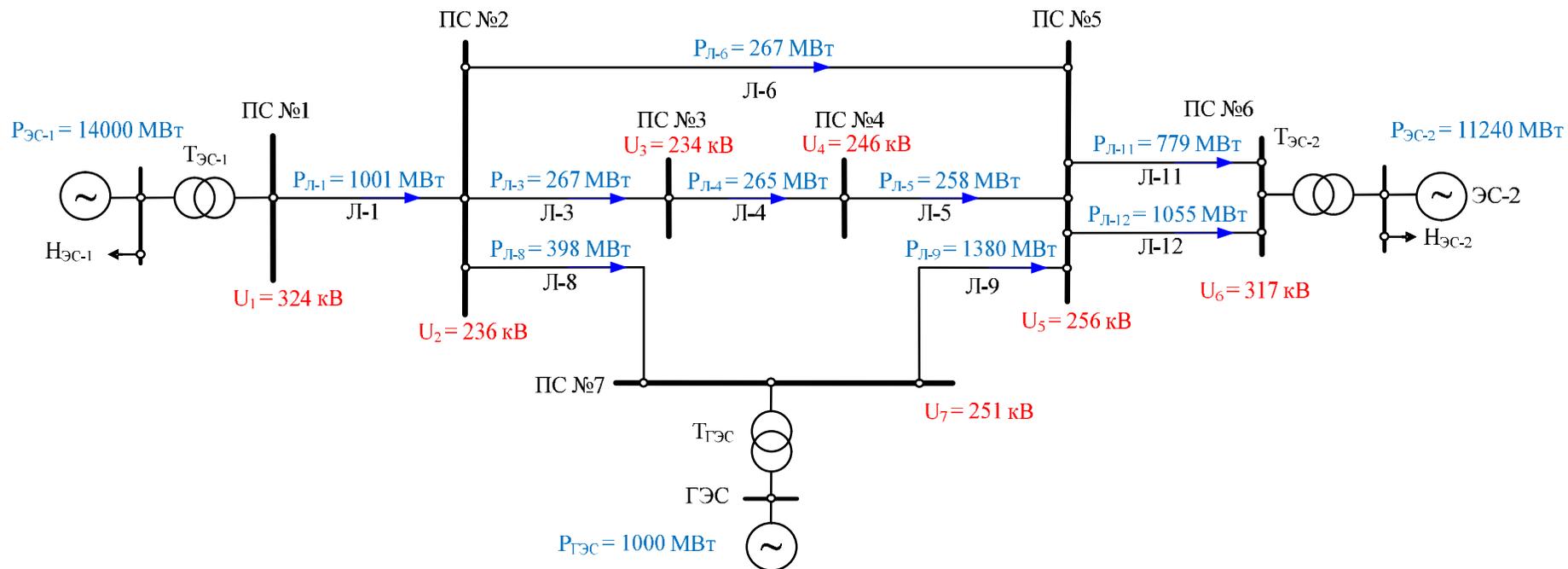


Рис. Б.2. Опыт 7.1.1

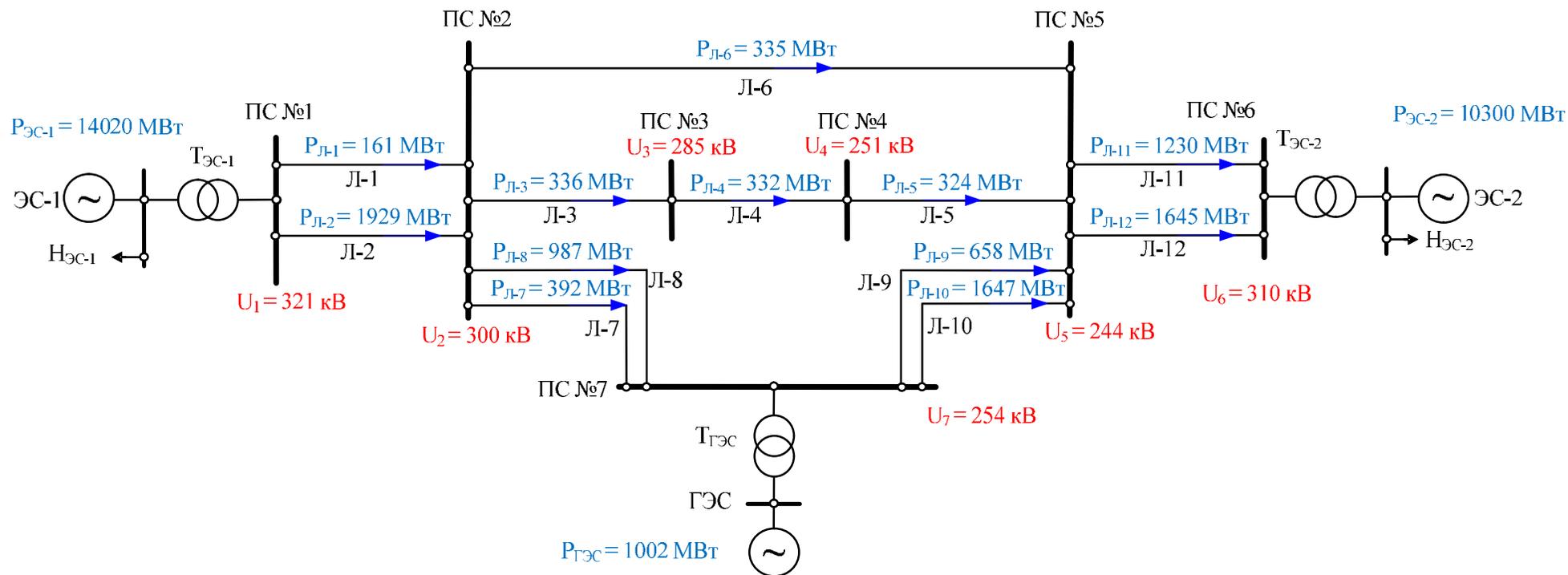


Рис. Б.3. ОПЫТ 7.1.2

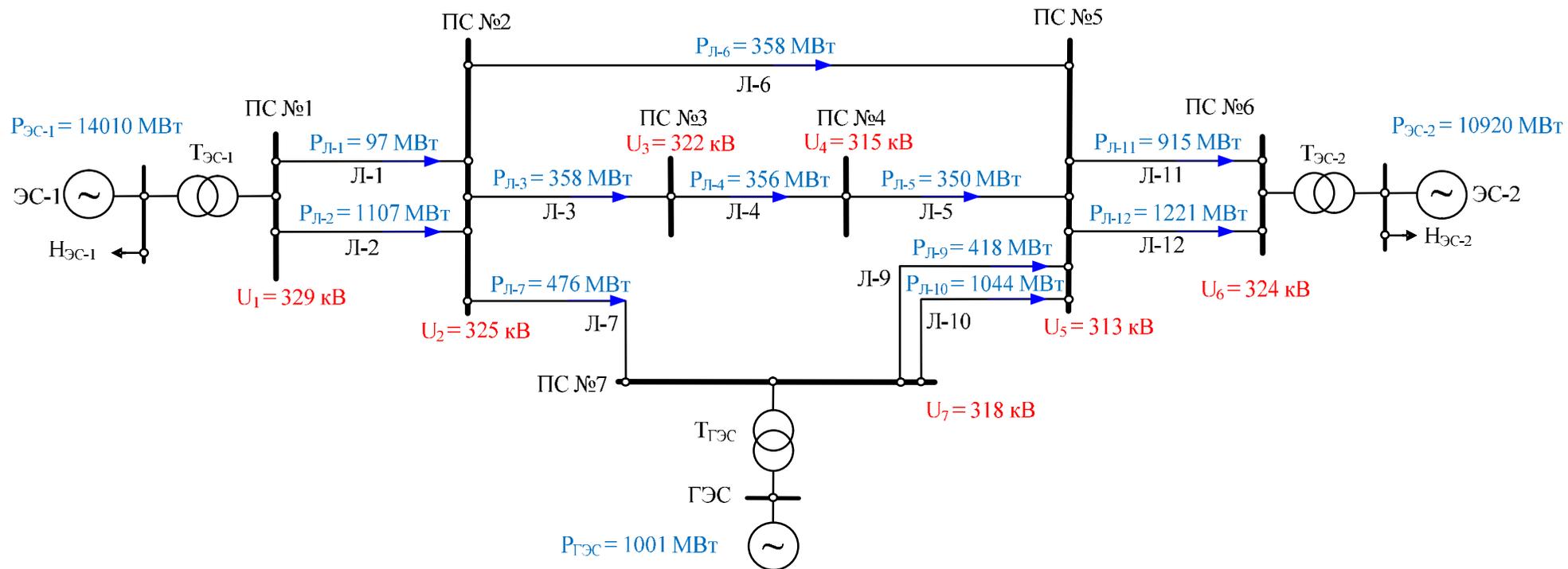


Рис. Б.4. Опыты 8.1.1, 8.1.4

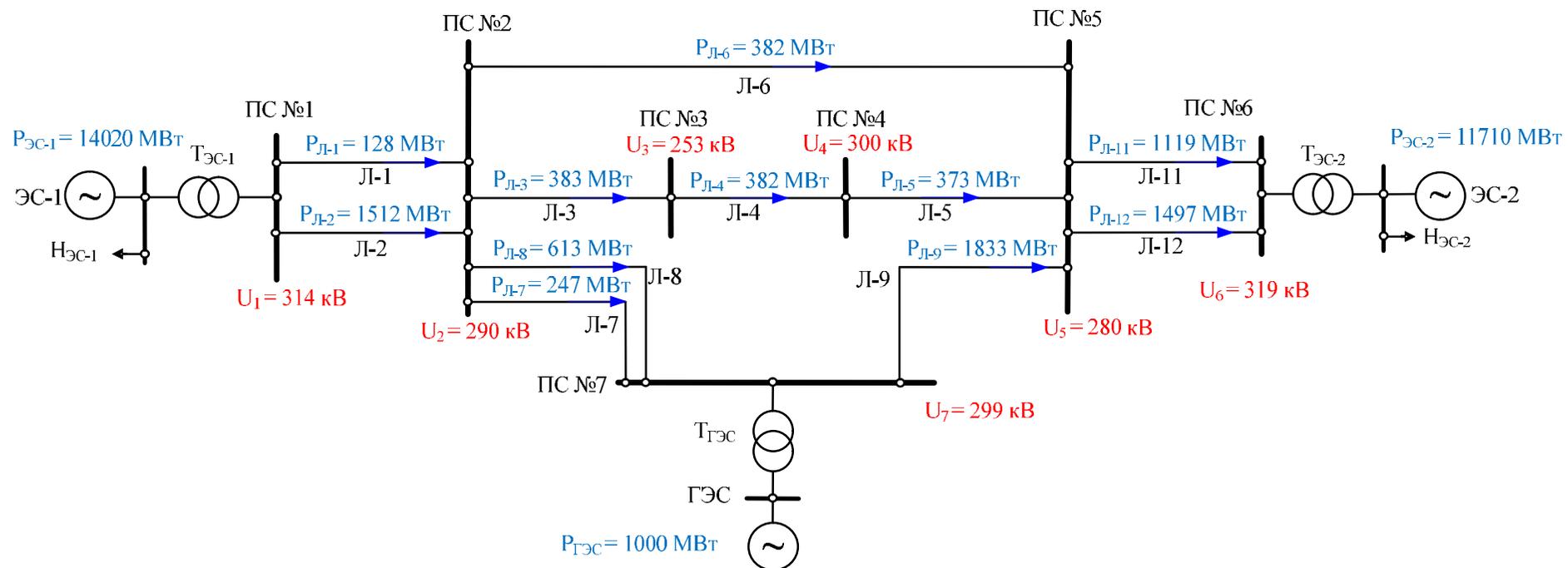


Рис. Б.5. Опыты 8.1.2, 10.1.7

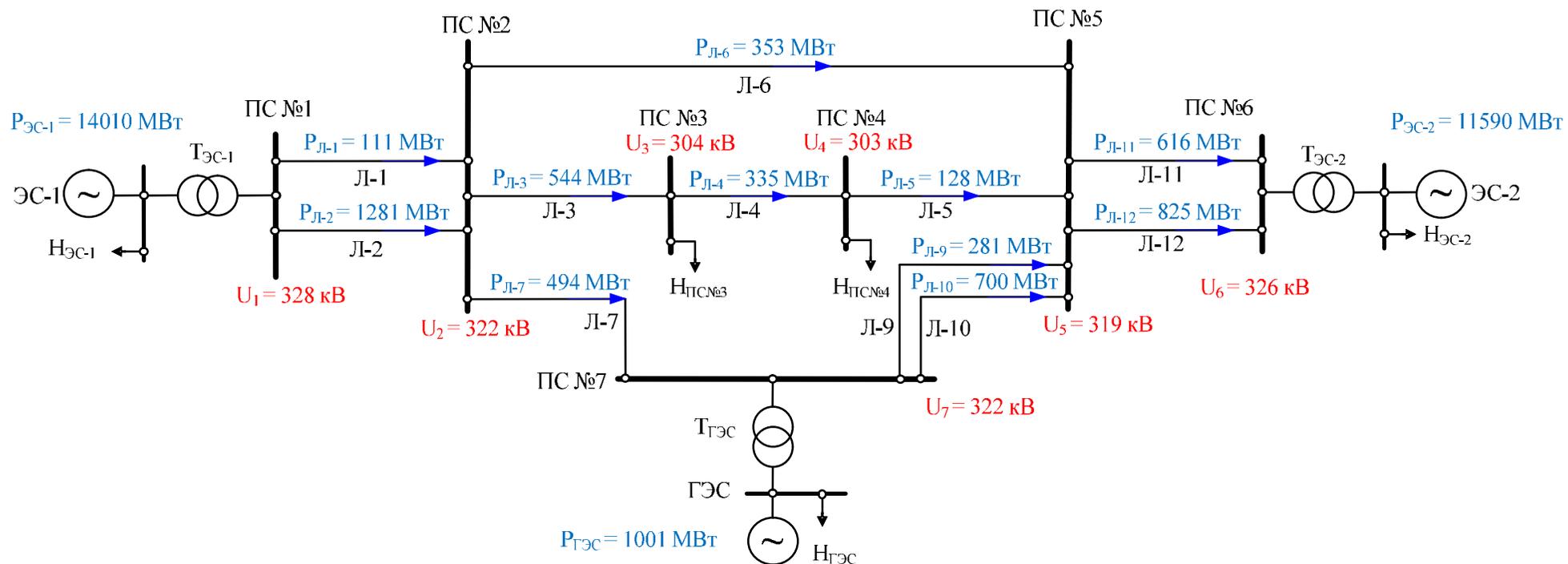


Рис. Б.6. Опыт 8.1.3

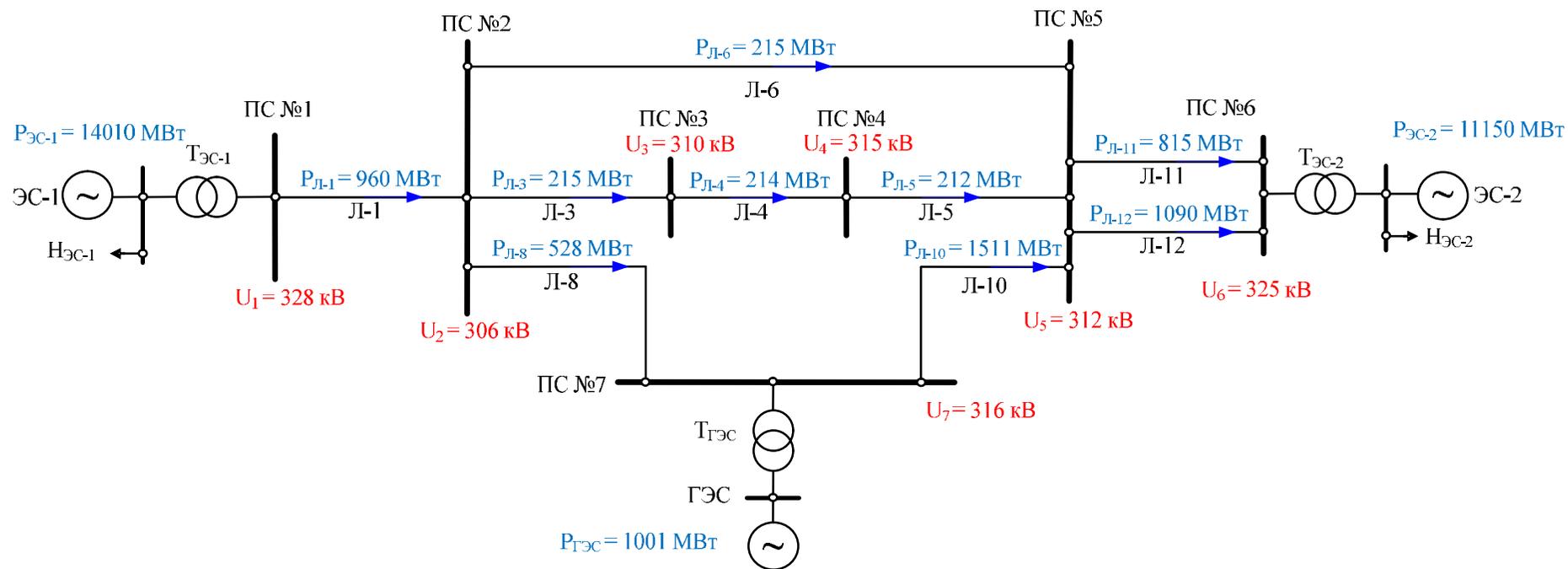


Рис. Б.7. Опыт 9.1.1

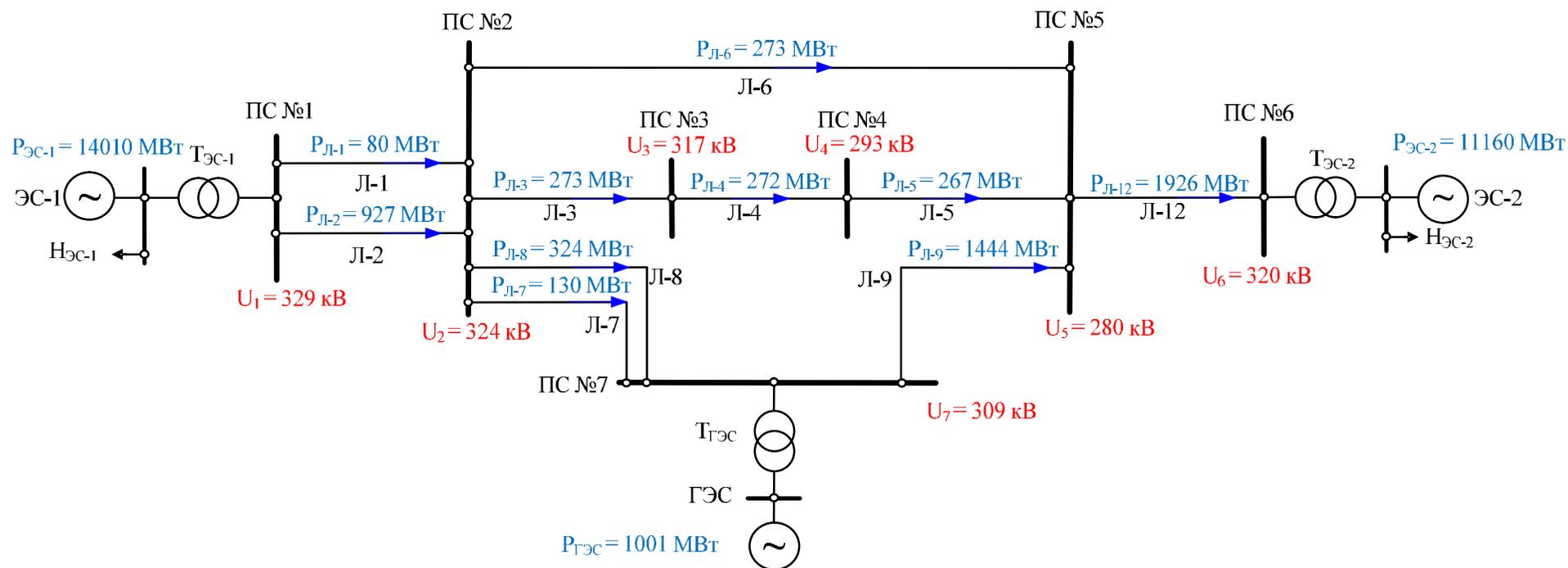


Рис. Б.8. ОПЫТ 9.1.2

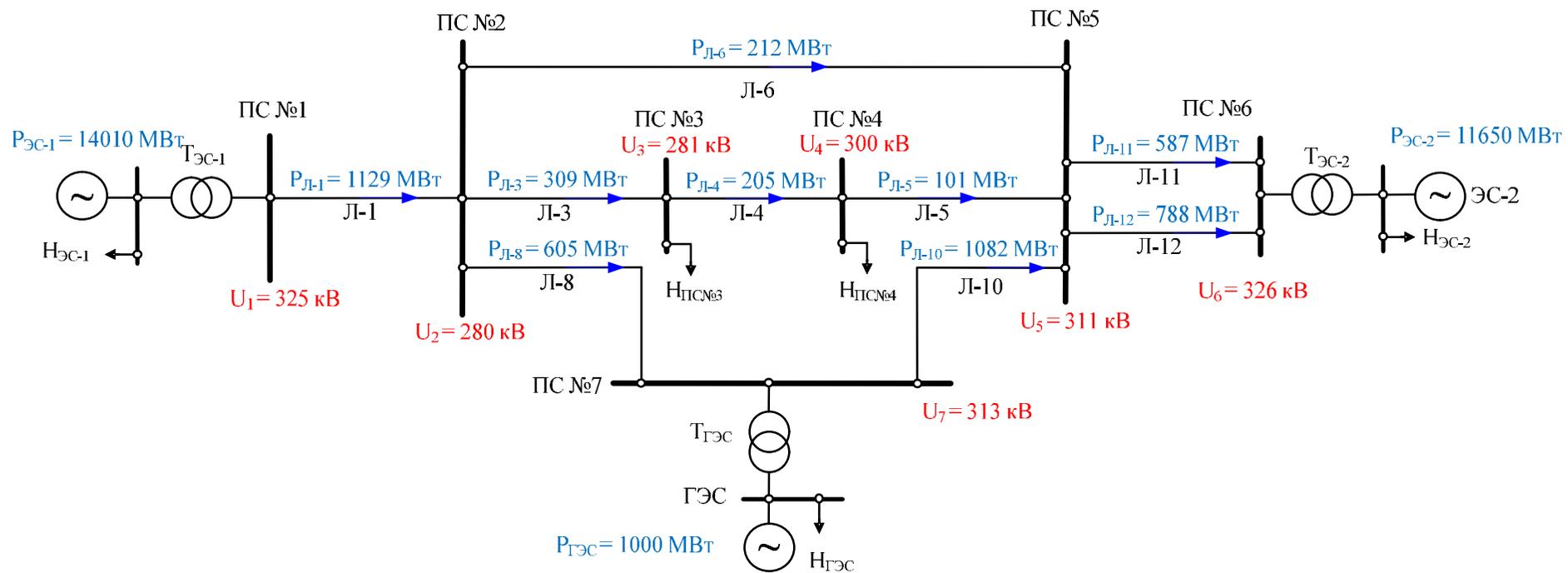


Рис. Б.9. Опыт 9.1.3

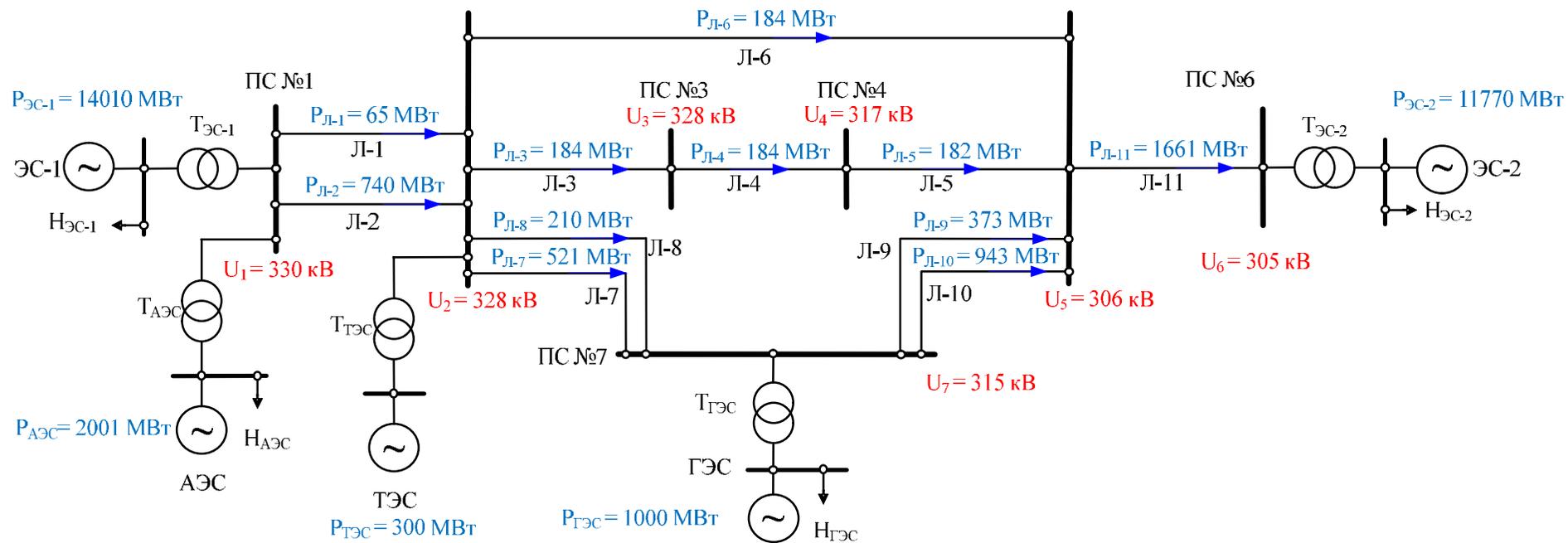


Рис. Б.10. Опыты 9.1.4, 9.1.5

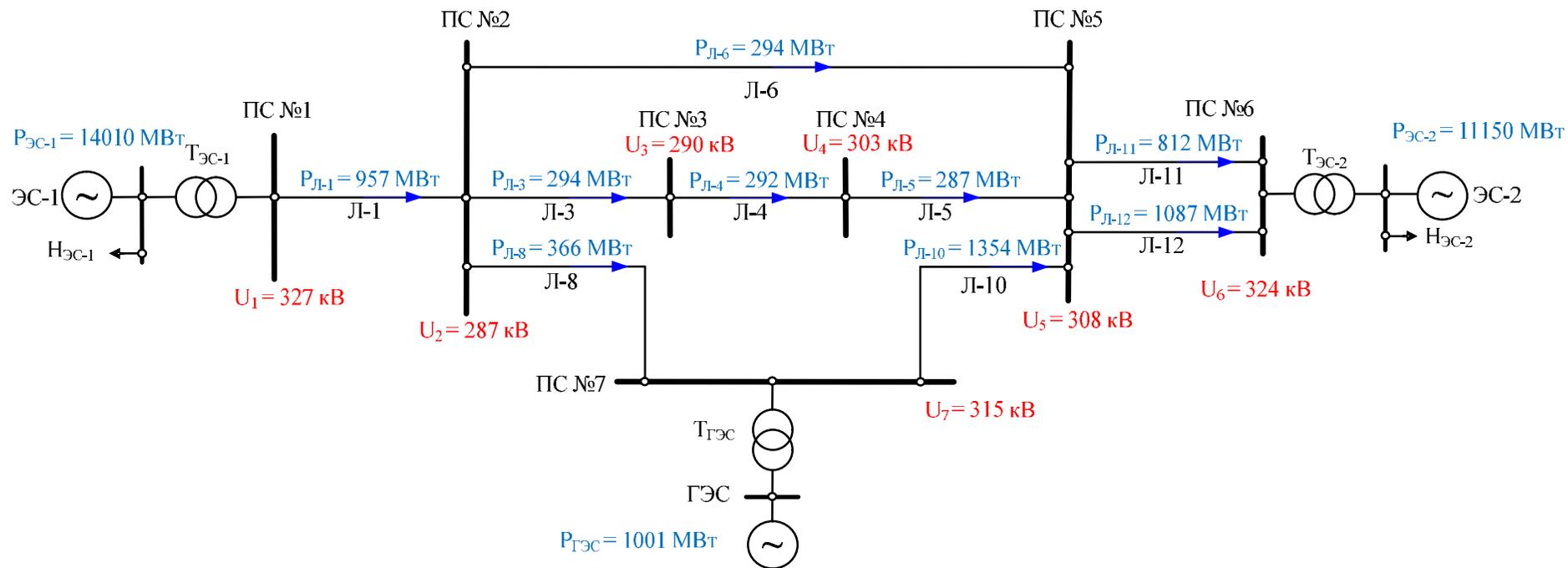


Рис. Б.11. Опыт 10.1.1

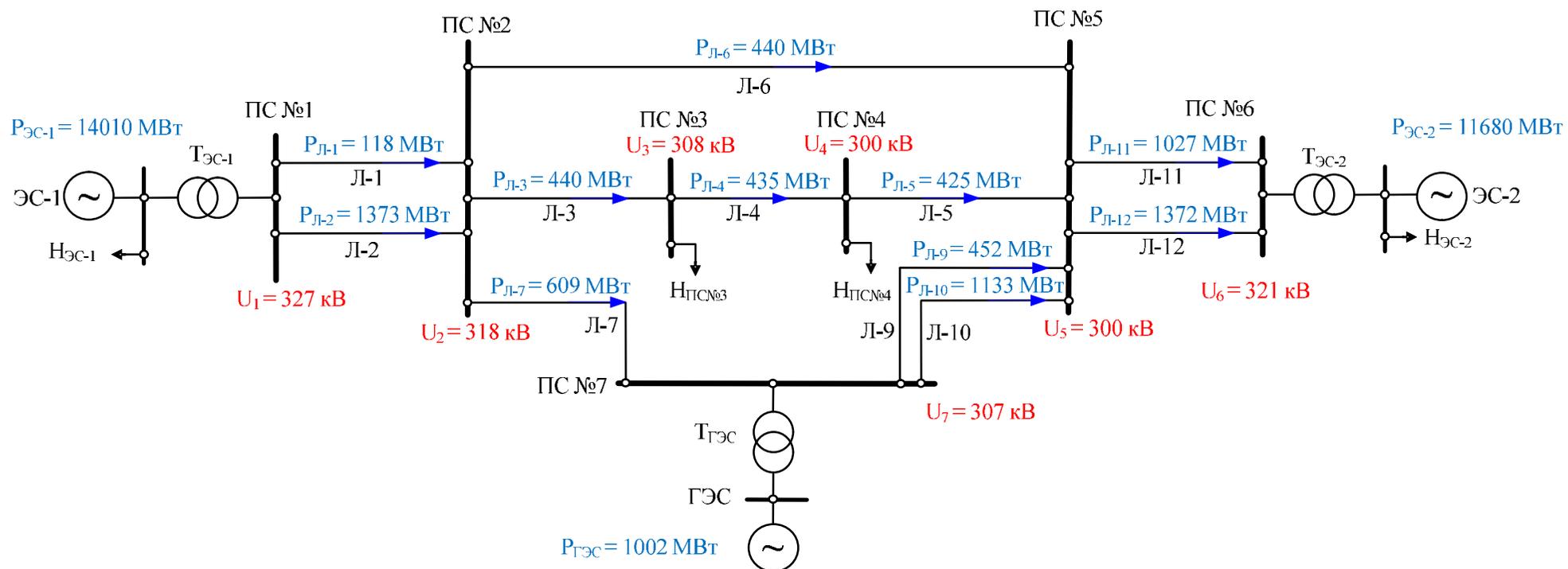


Рис. Б.12. Опыты 10.1.2, 10.1.10

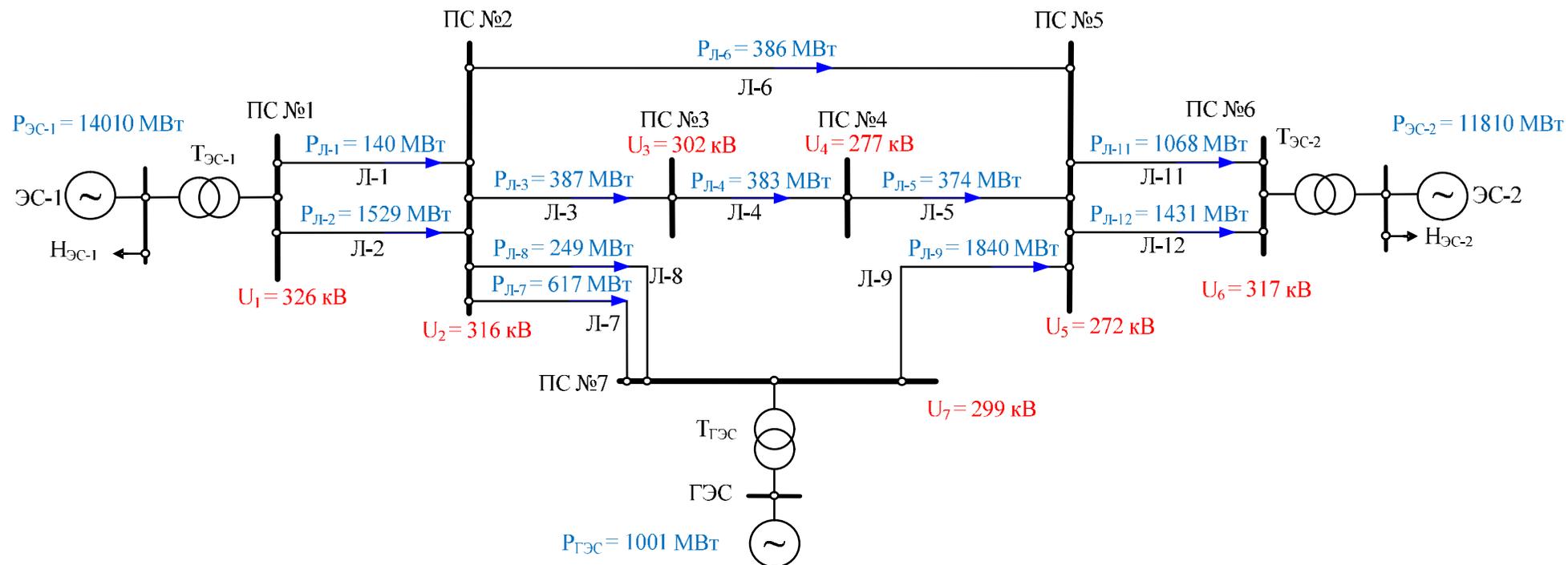


Рис. Б.13. Опыт 10.1.3

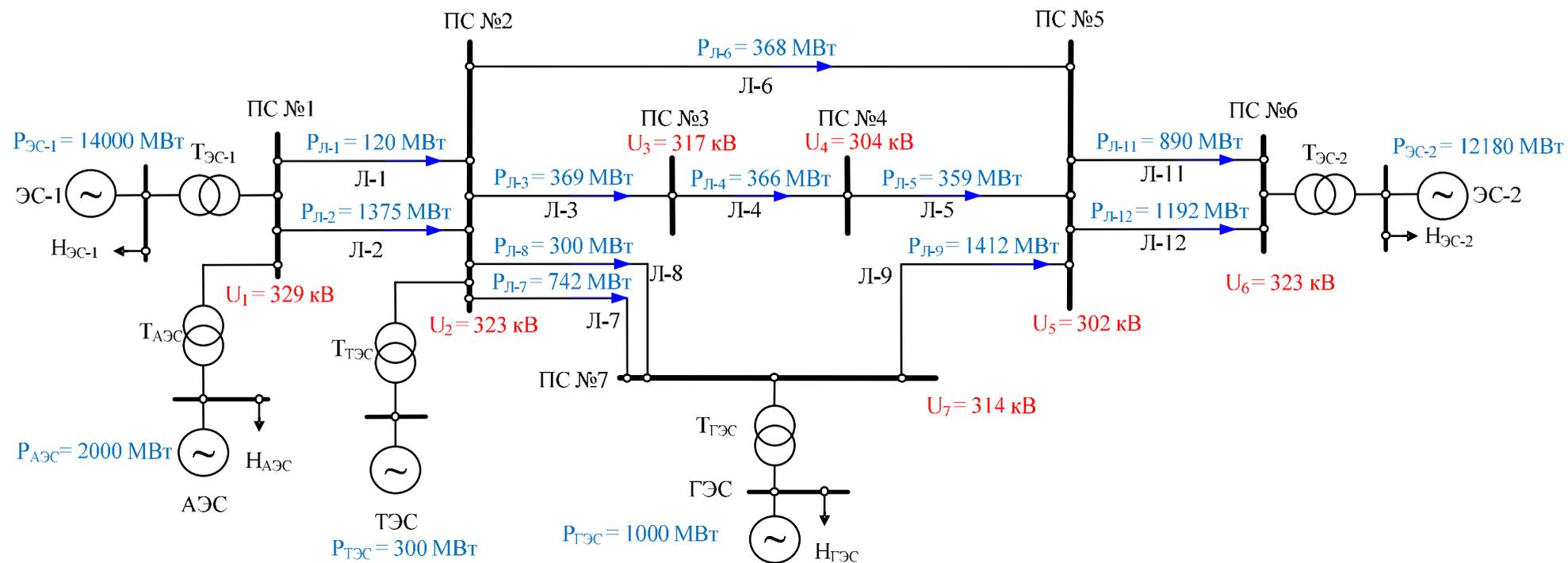


Рис. Б.14. Опыты 10.1.4, 10.1.8, 10.1.9, 11.1.3, 11.1.4

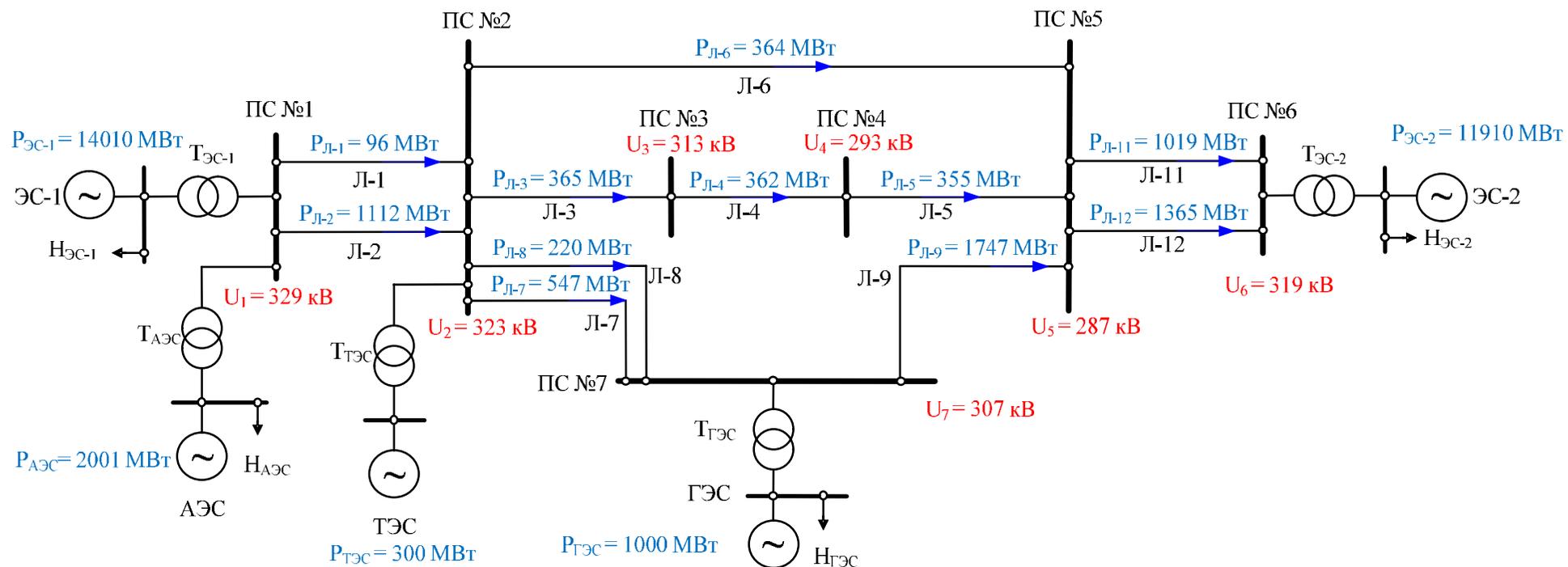


Рис. Б.15. Опыты 10.1.5, 10.1.6, 12.1.2, 12.1.3

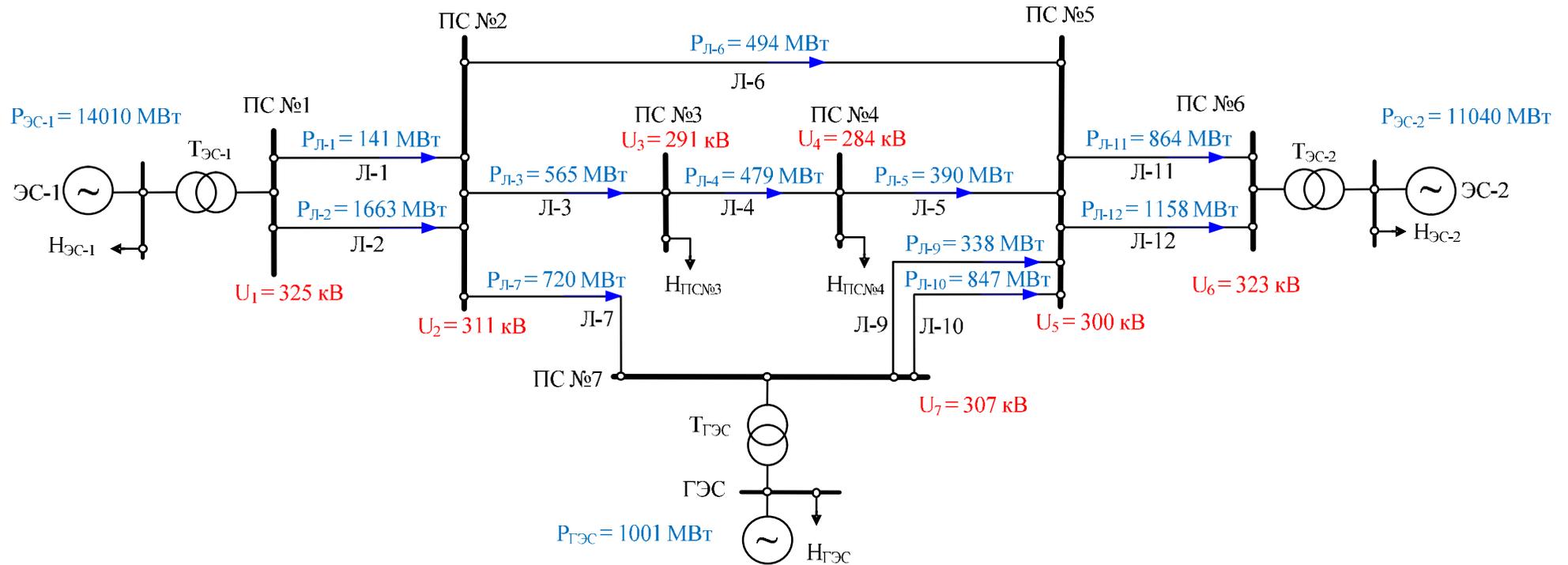


Рис. Б.16. Опыт 13.1.1

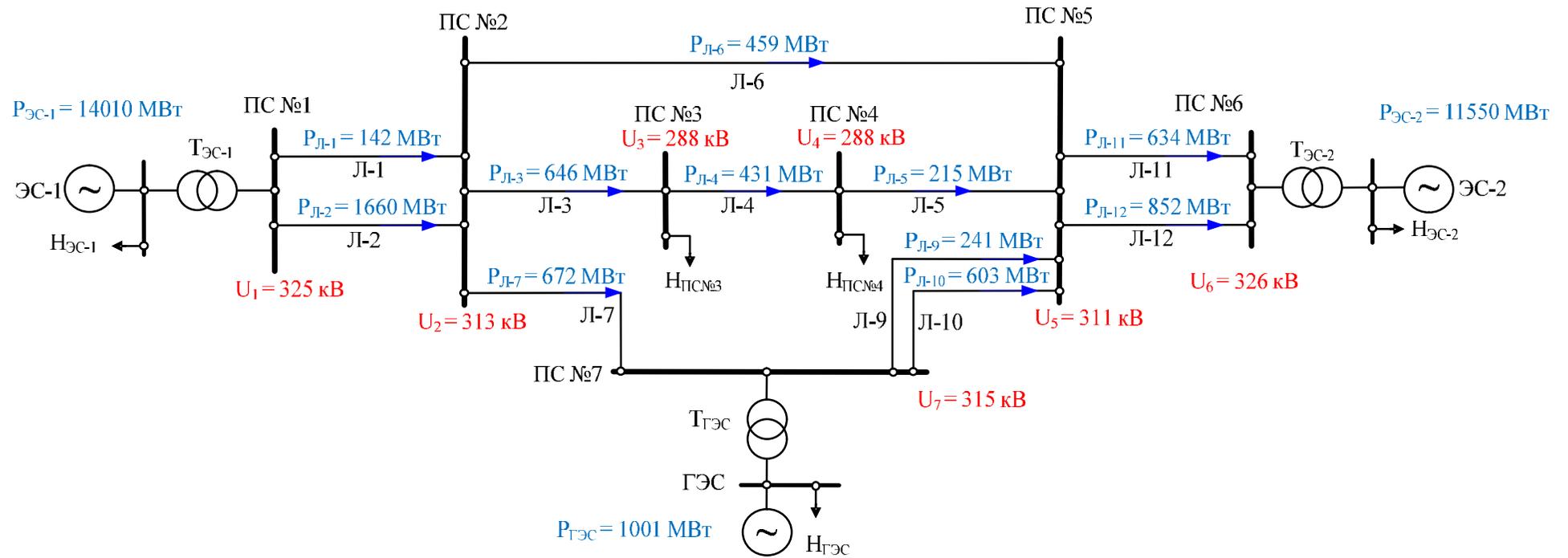


Рис. Б.17. Опыт 13.1.2

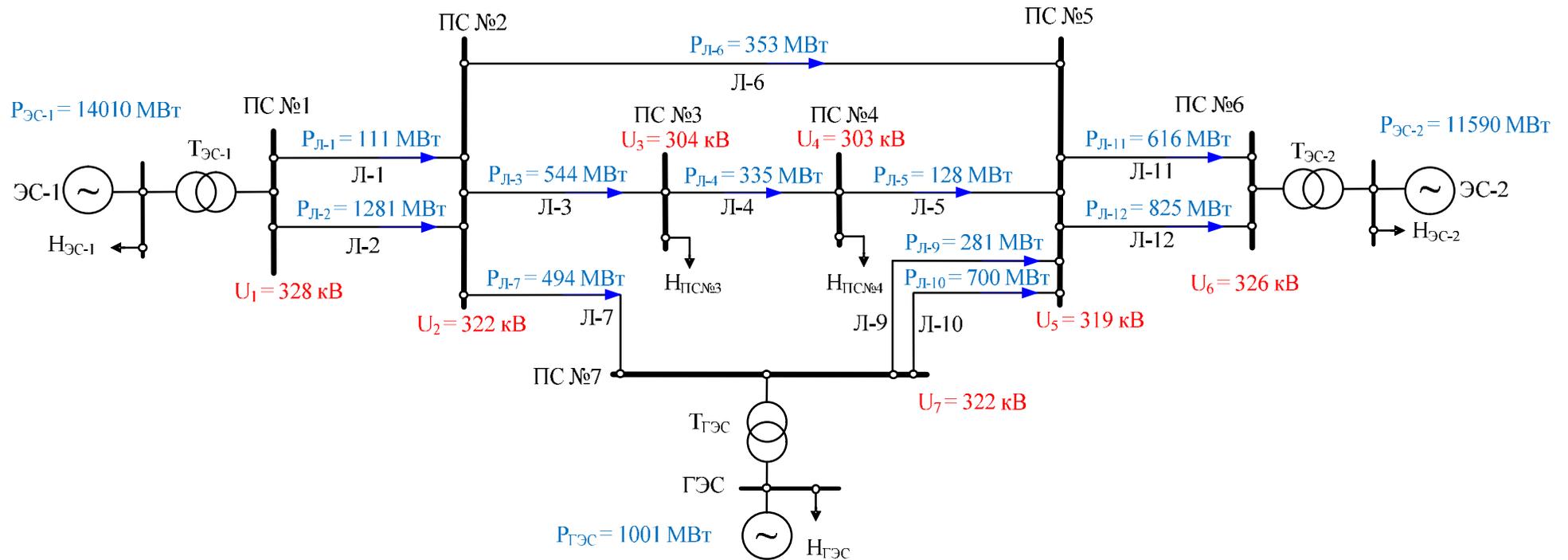


Рис. Б.18. Опыт 13.1.3

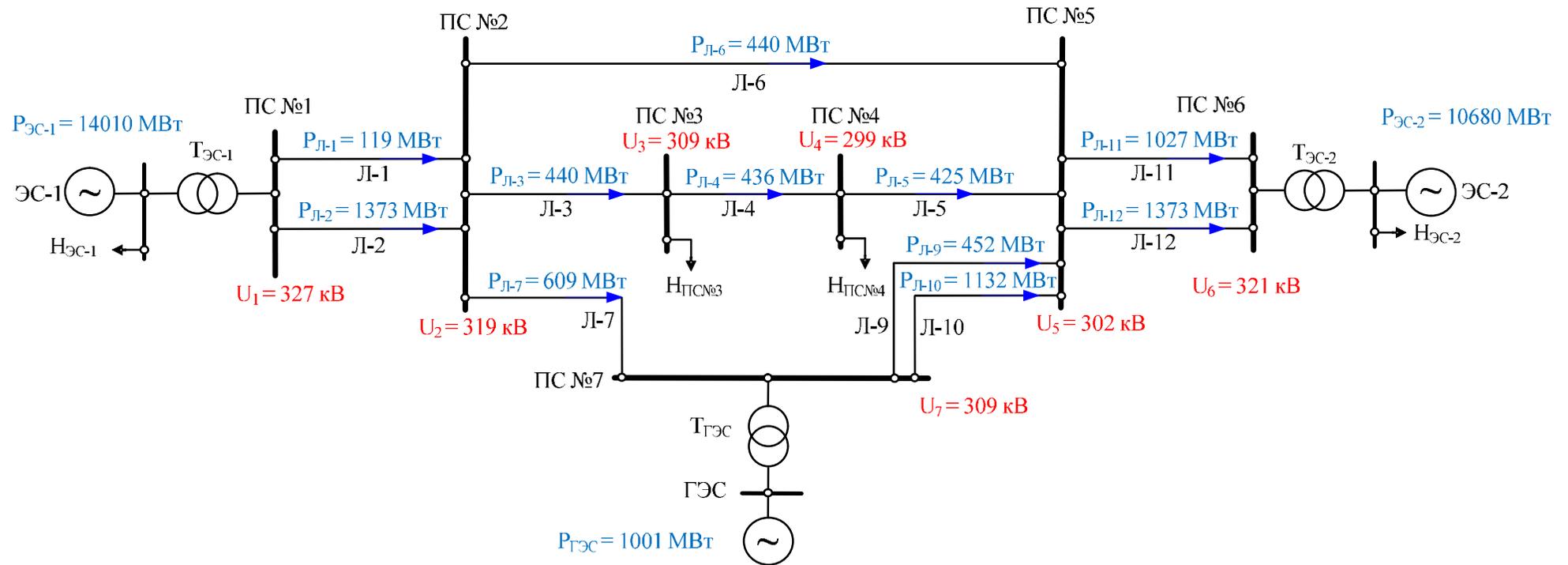


Рис. Б.19. Опыт 11.1.1

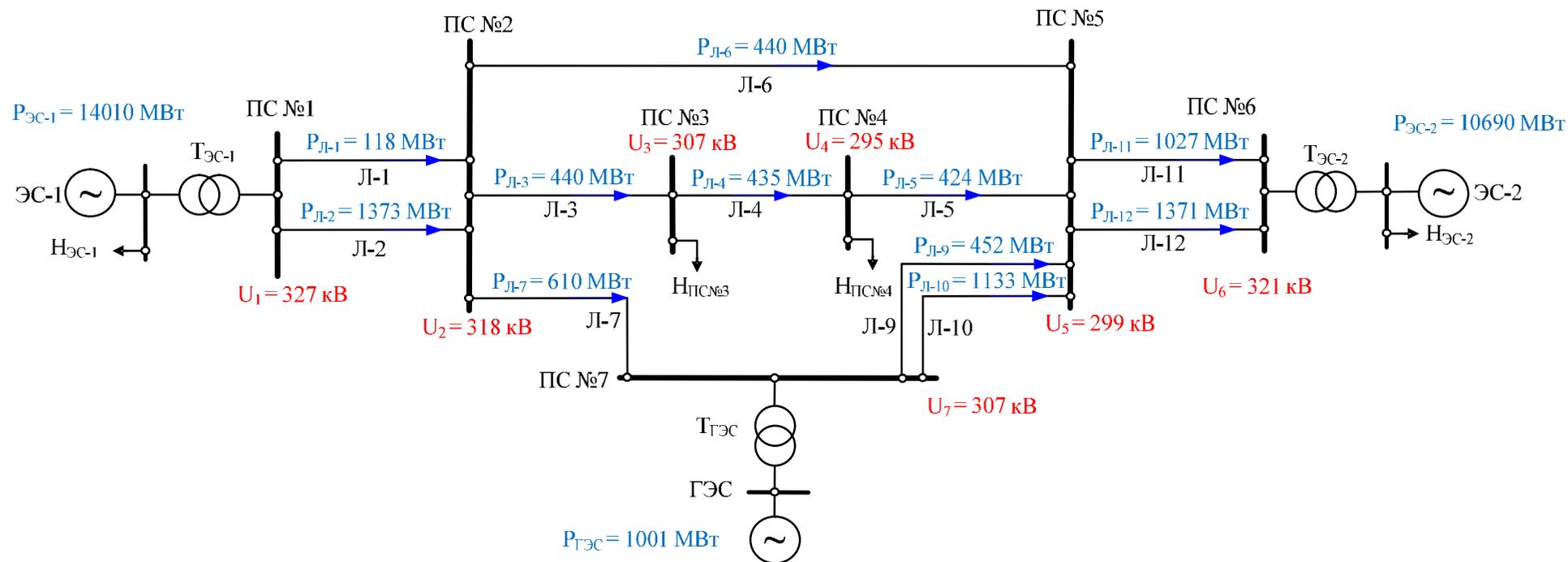


Рис. Б.20. Опыт 11.1.2

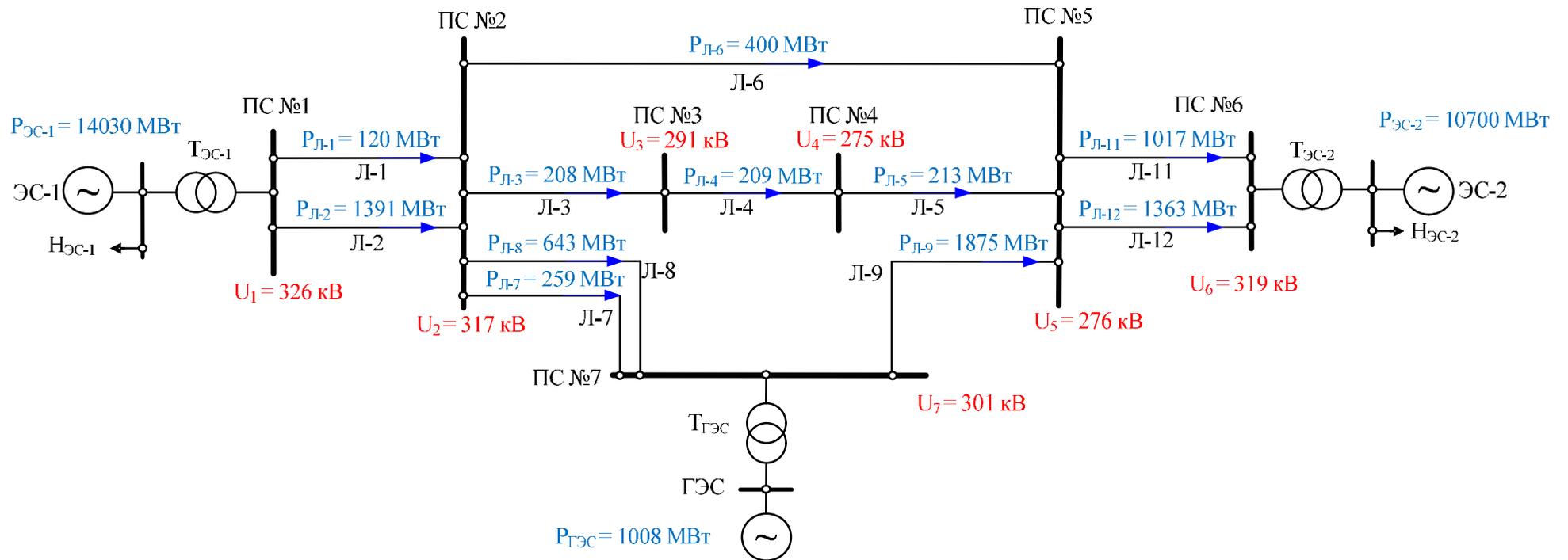


Рис. Б.21. Опыт 12.1.1

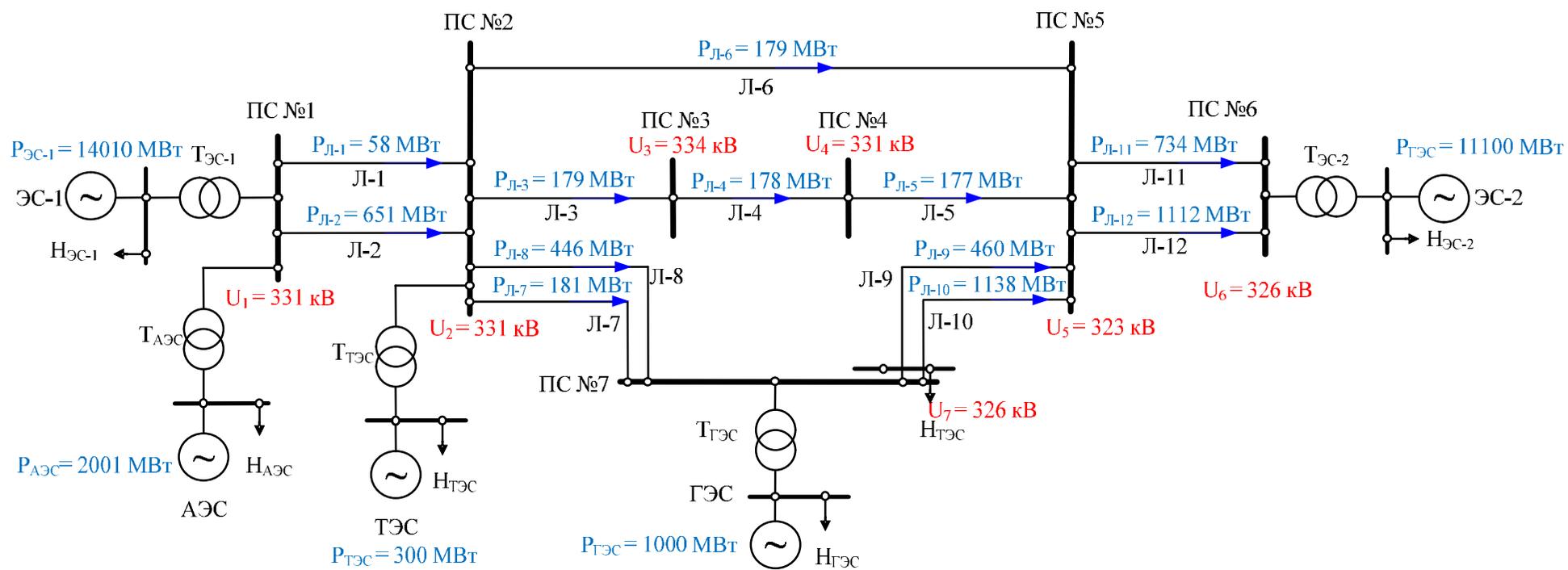


Рис. Б.22. Опыты 7.2.1, 8.2.5, 9.2.1

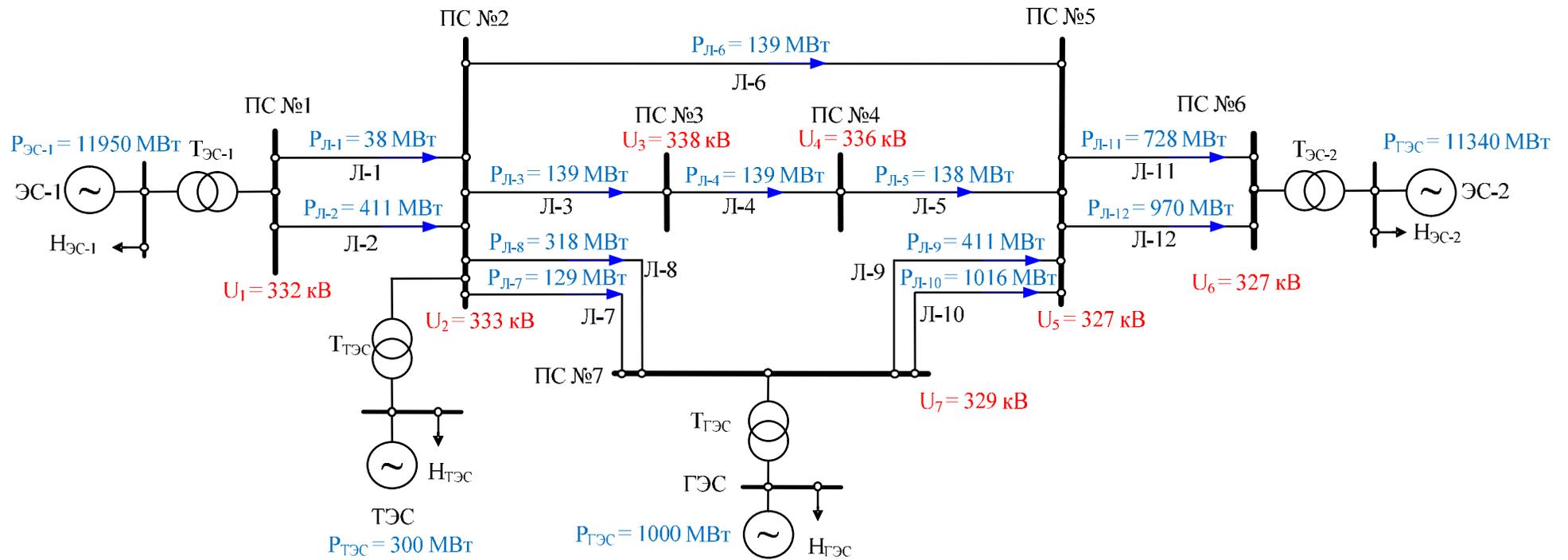


Рис. Б.23. Опыт 7.2.2

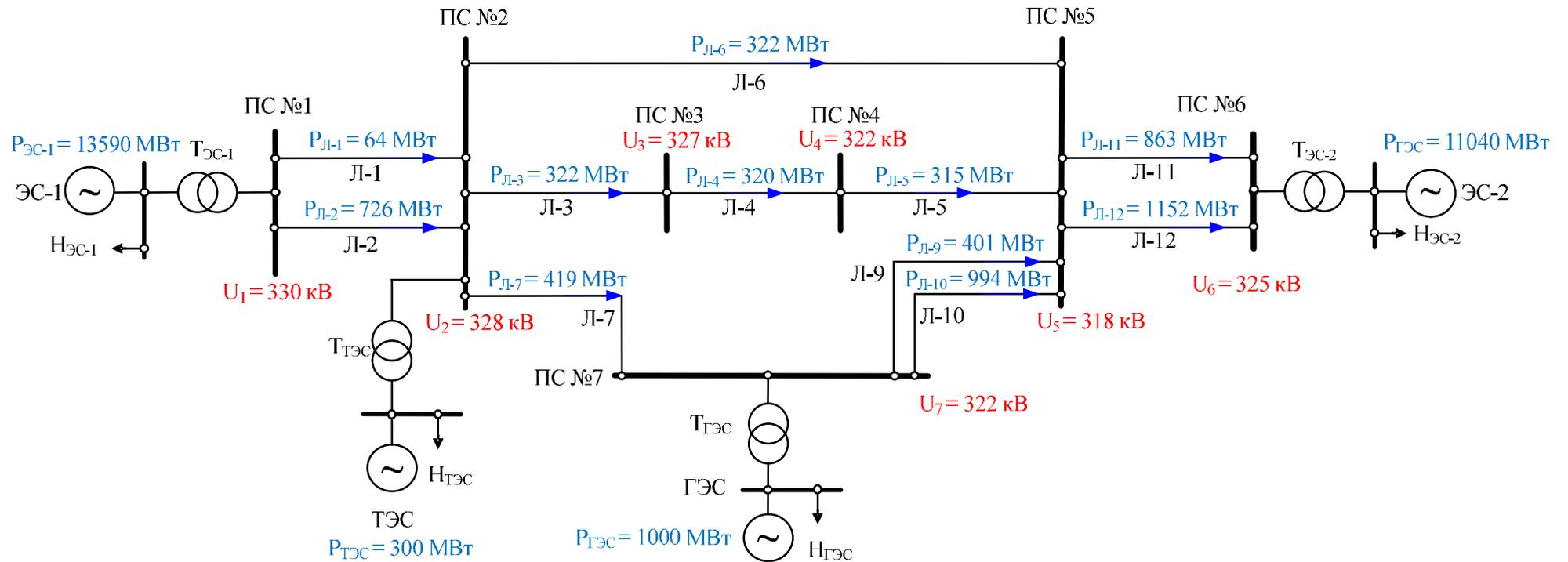


Рис. Б.24. Опыты 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3

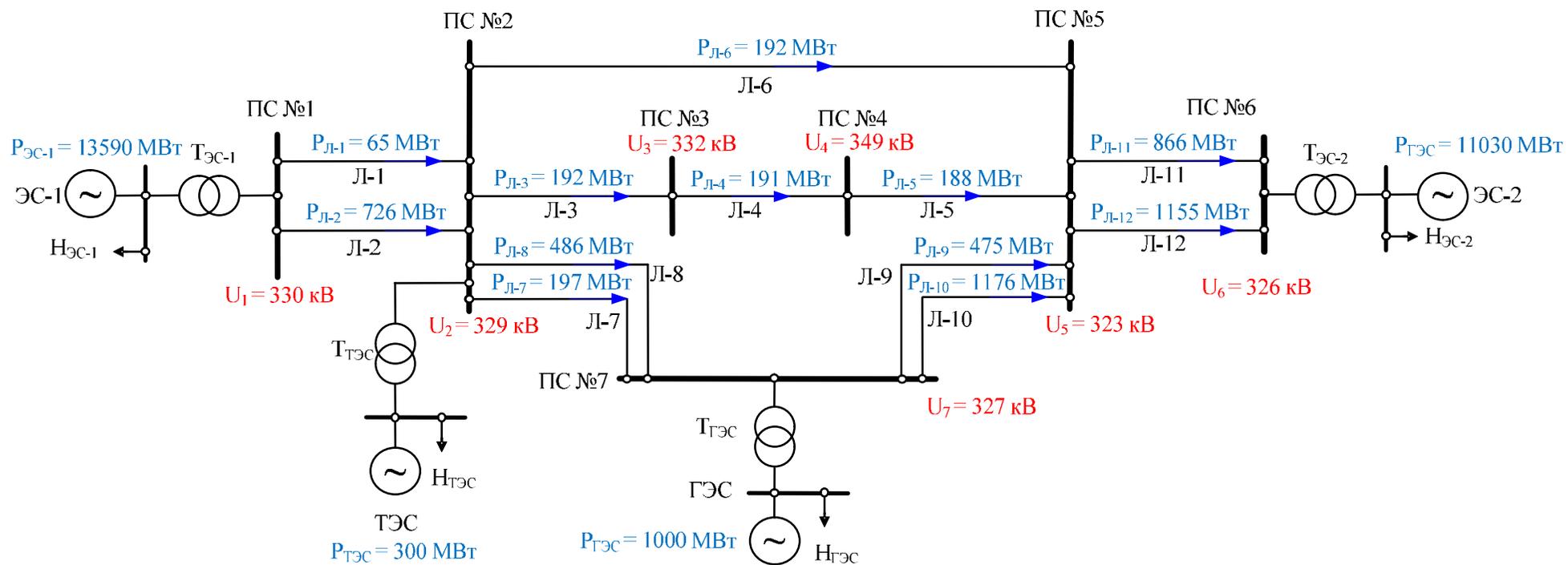


Рис. Б.25. Опыт 8.2.4

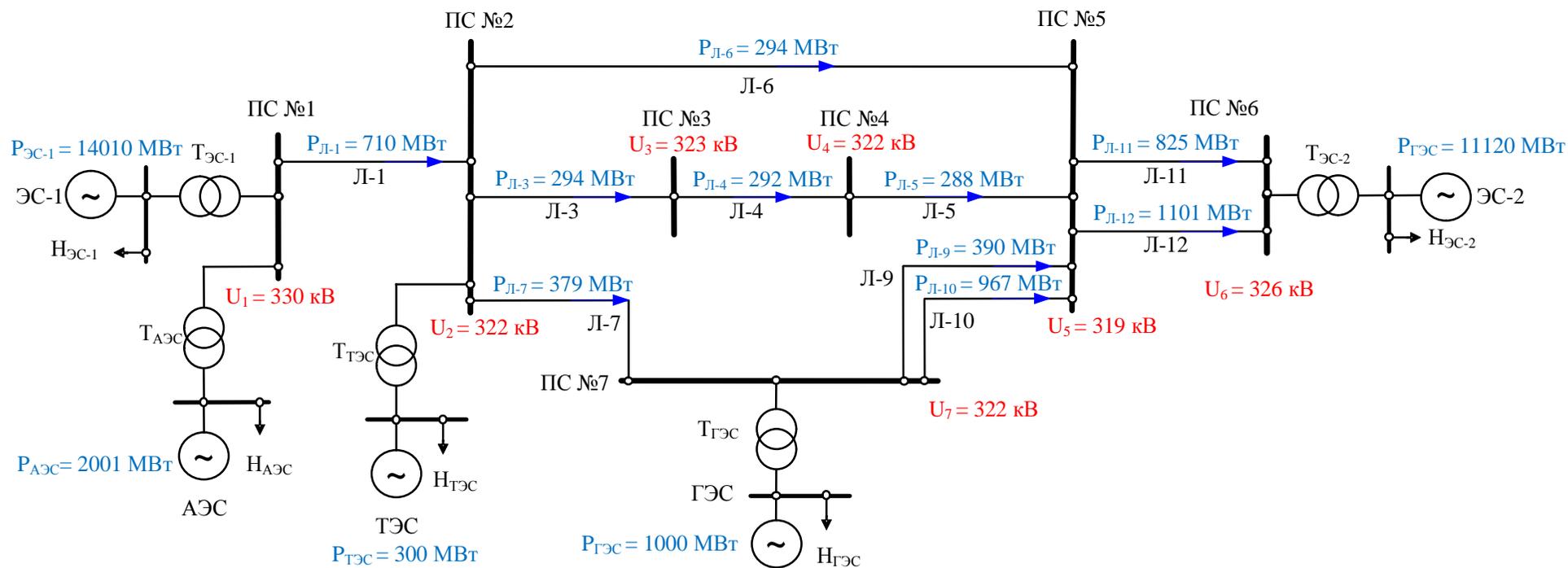


Рис. Б.26. ОПЫТ 8.2.6

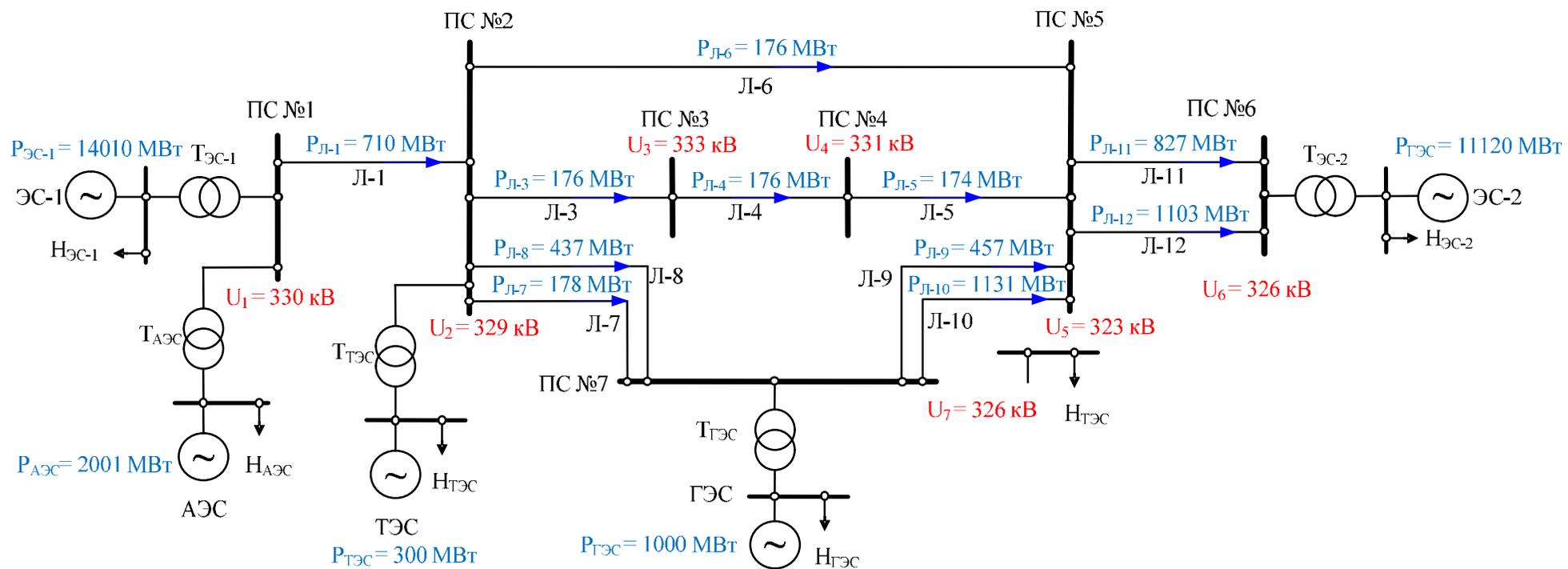


Рис. Б.27. ОПЫТ 8.2.7

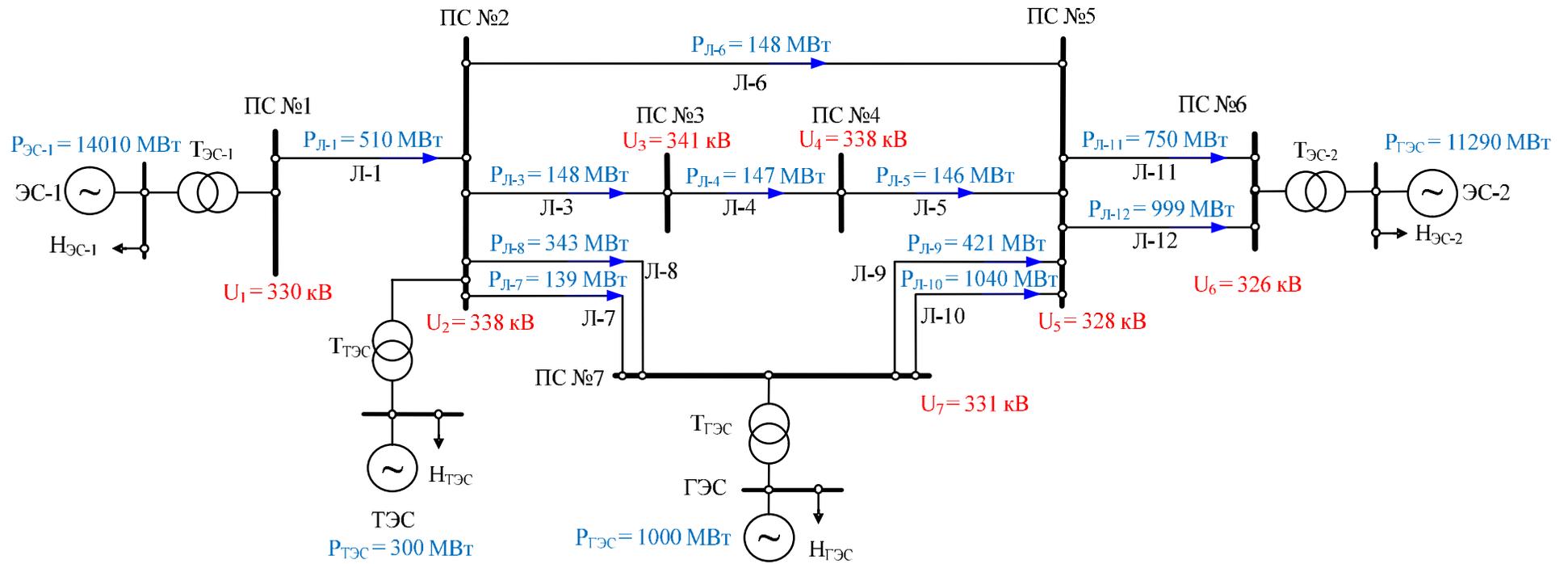


Рис. Б.28. Опыты 8.2.8, 10.2.3

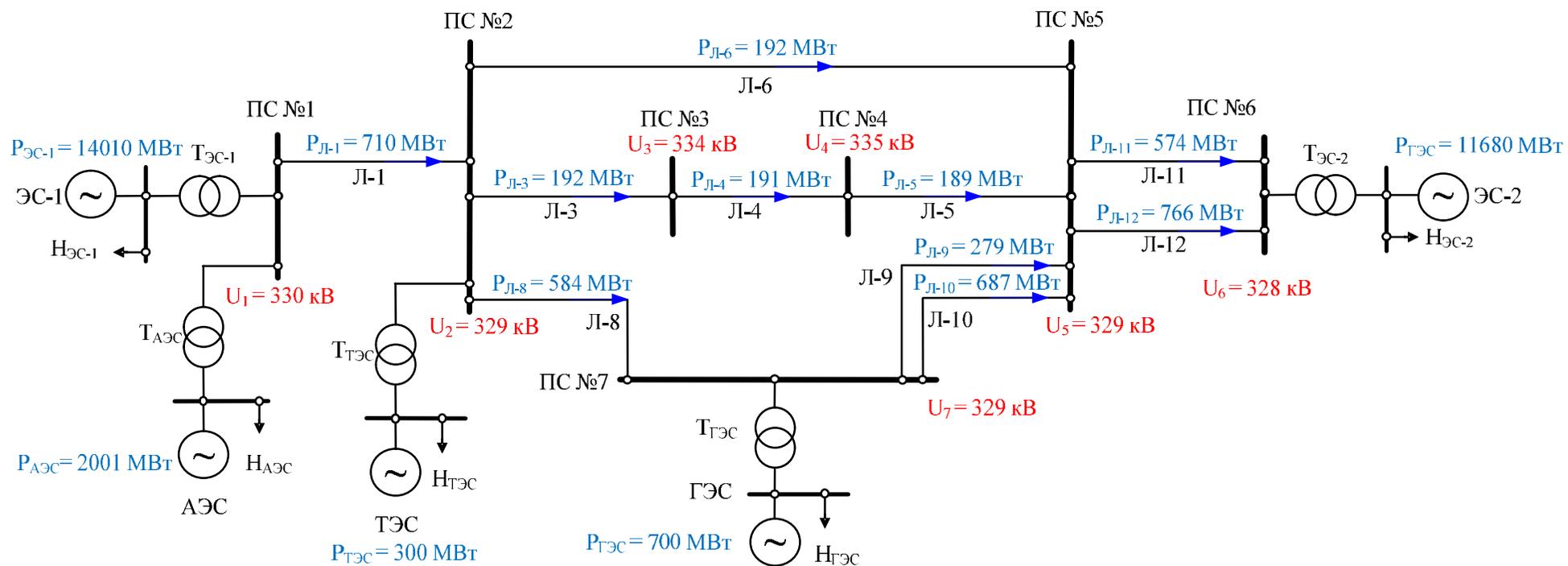


Рис. Б.29. Опыт 8.2.9

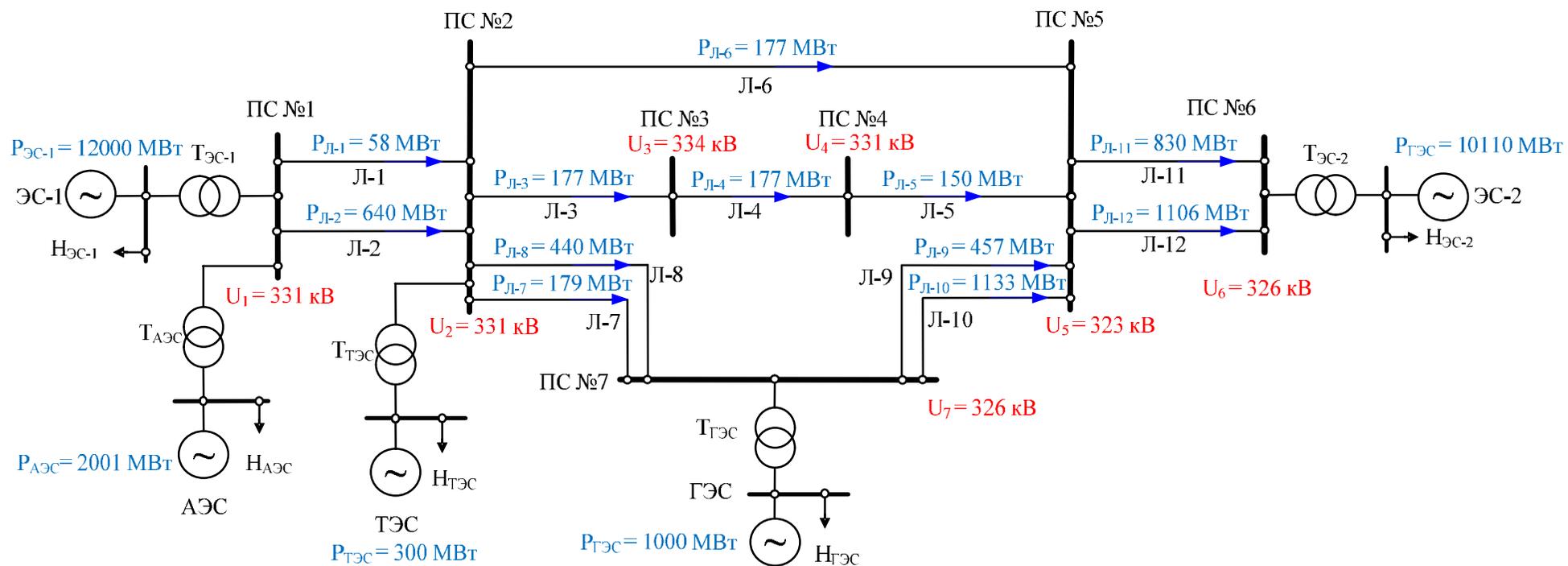


Рис. Б.30. Опыт 9.2.2

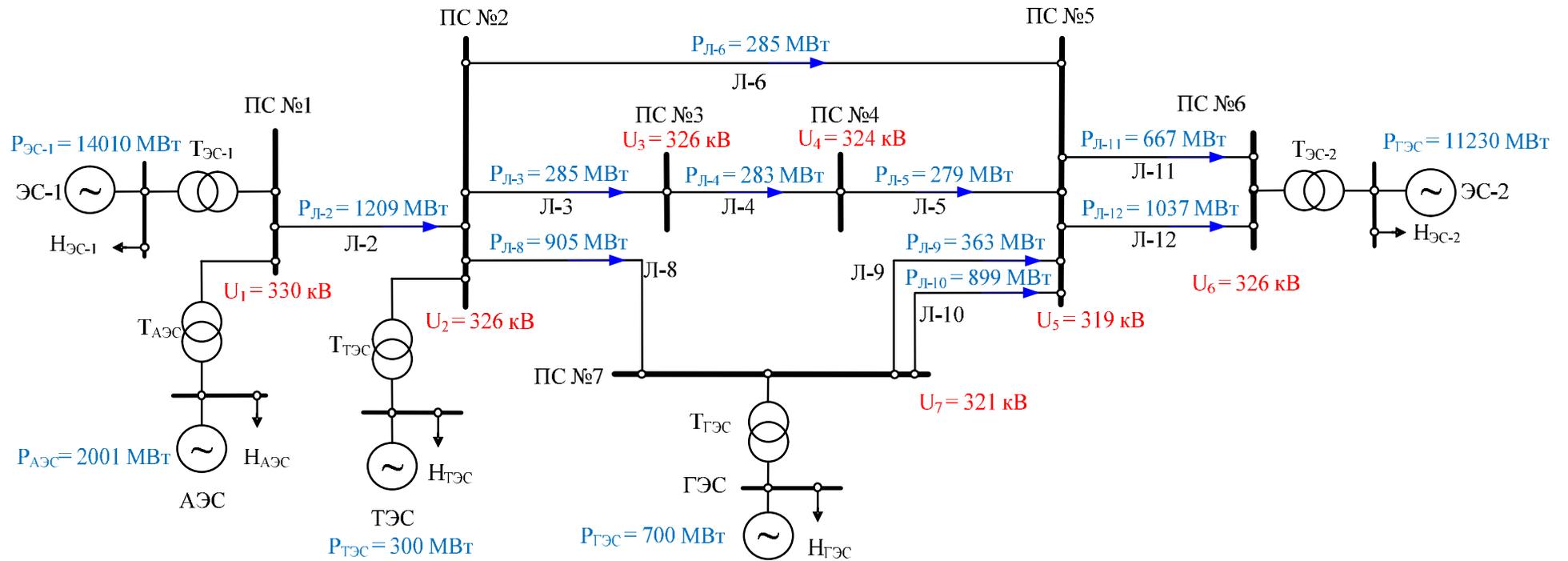


Рис. Б.31. Опыт 9.2.3

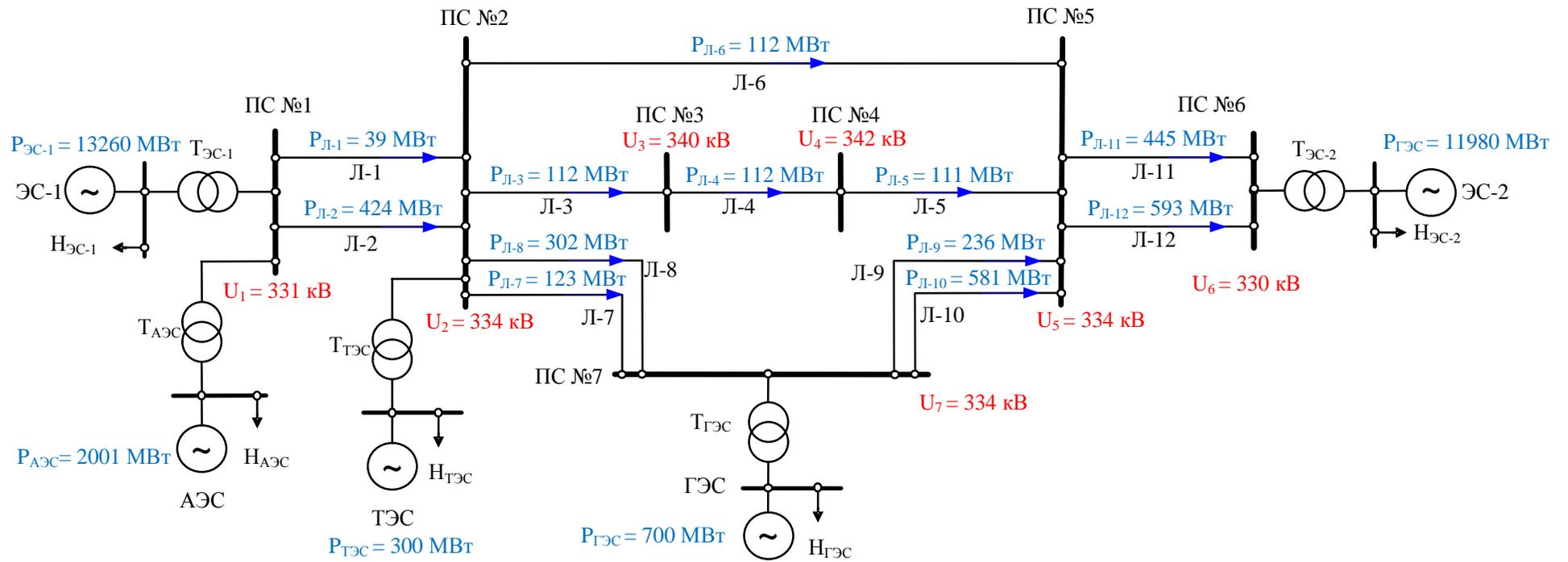


Рис. Б.32. ОПЫТ 9.2.4

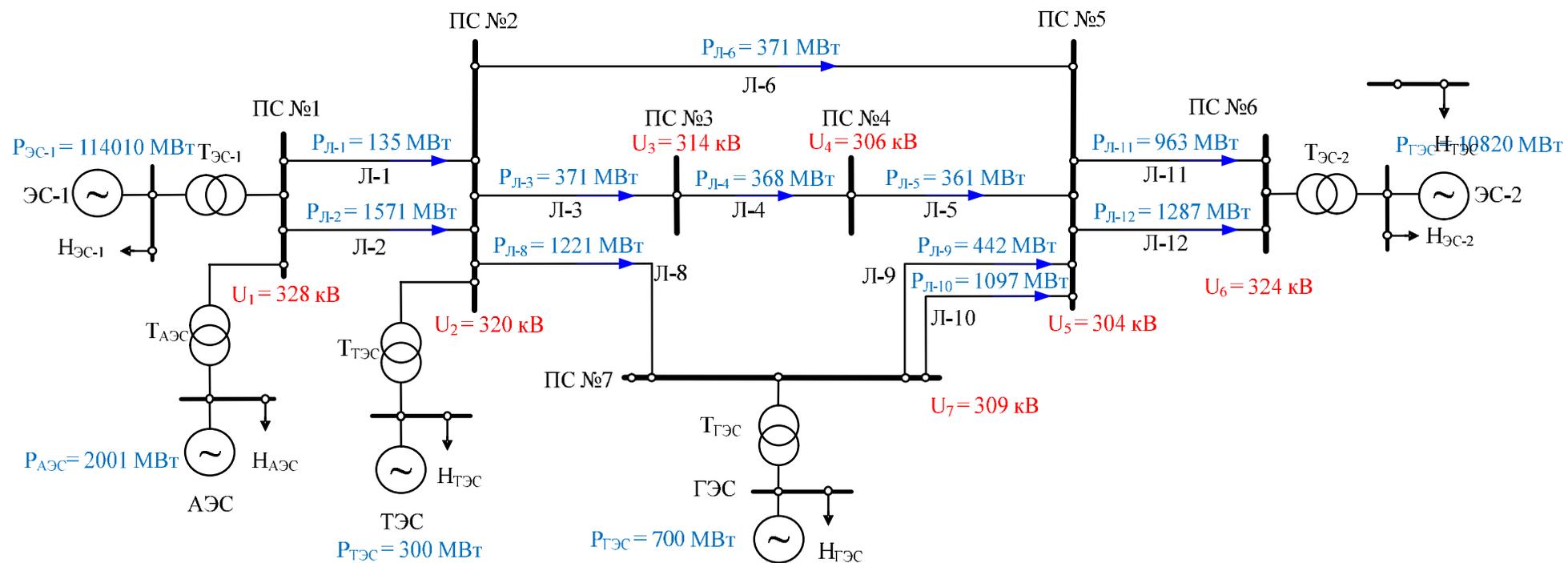


Рис. Б.33. Опыт 9.2.5

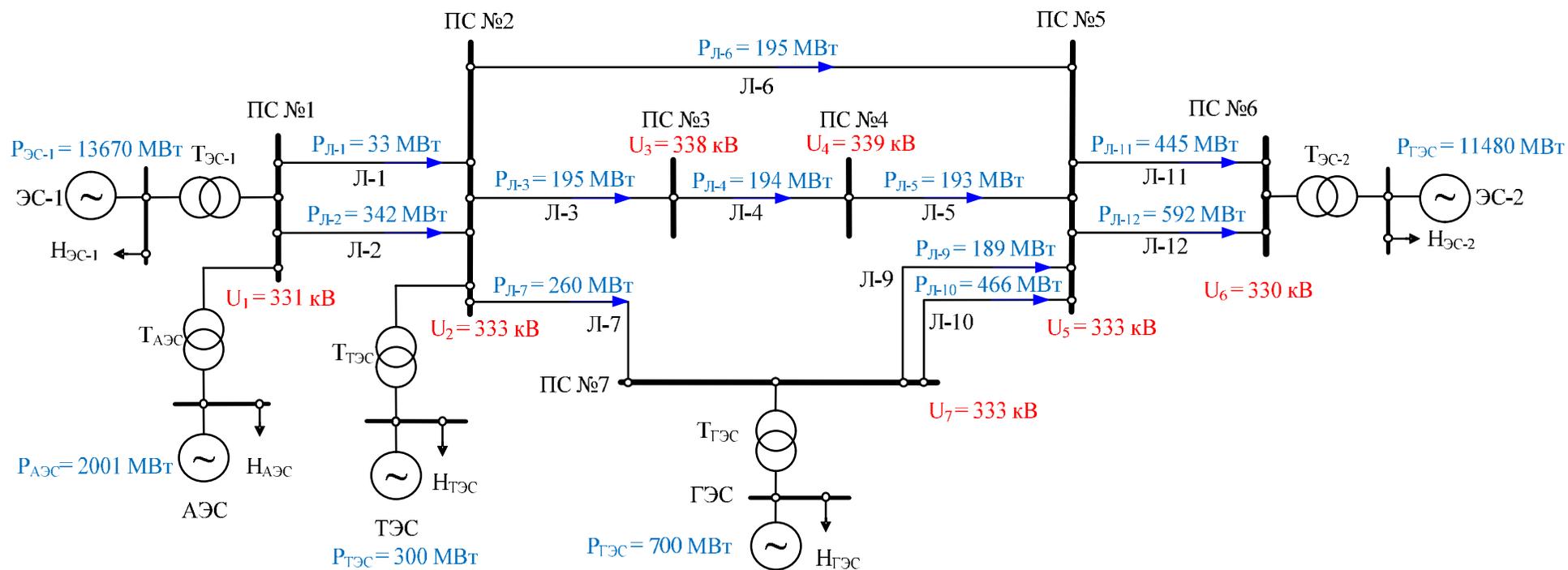


Рис. Б.34. Опыты 10.2.1, 10.2.2

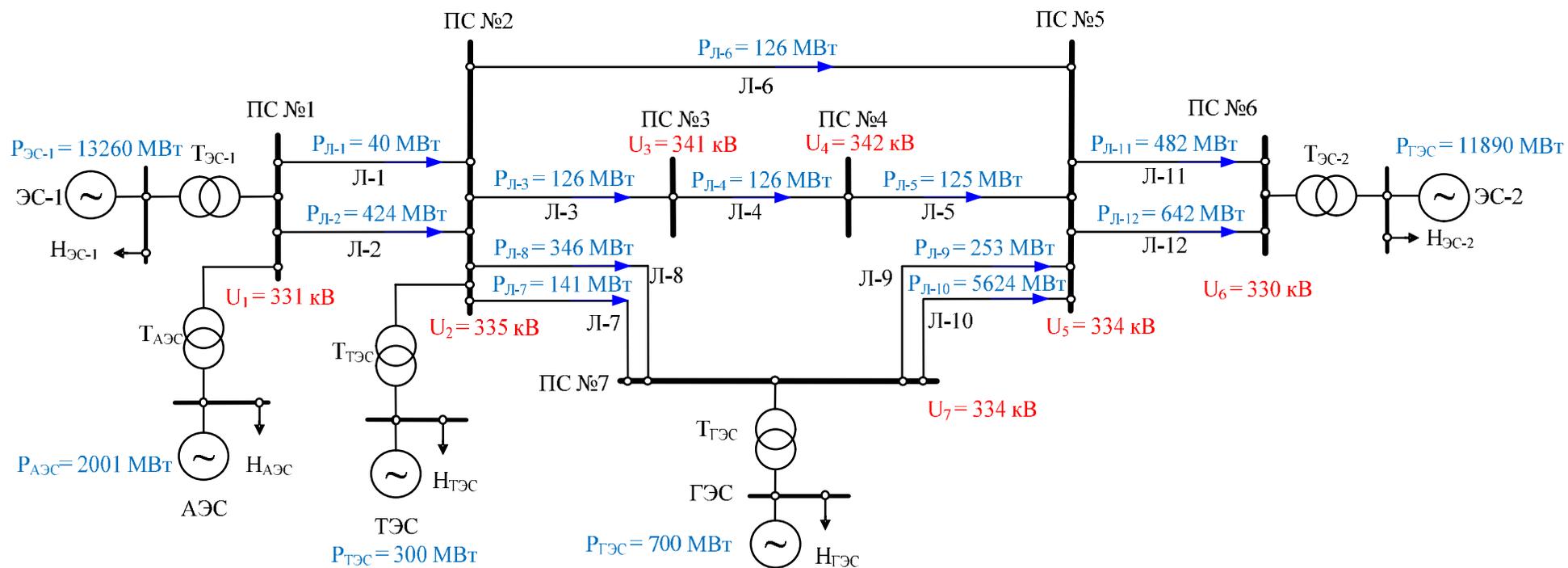


Рис. Б.35. Опыт 10.2.4

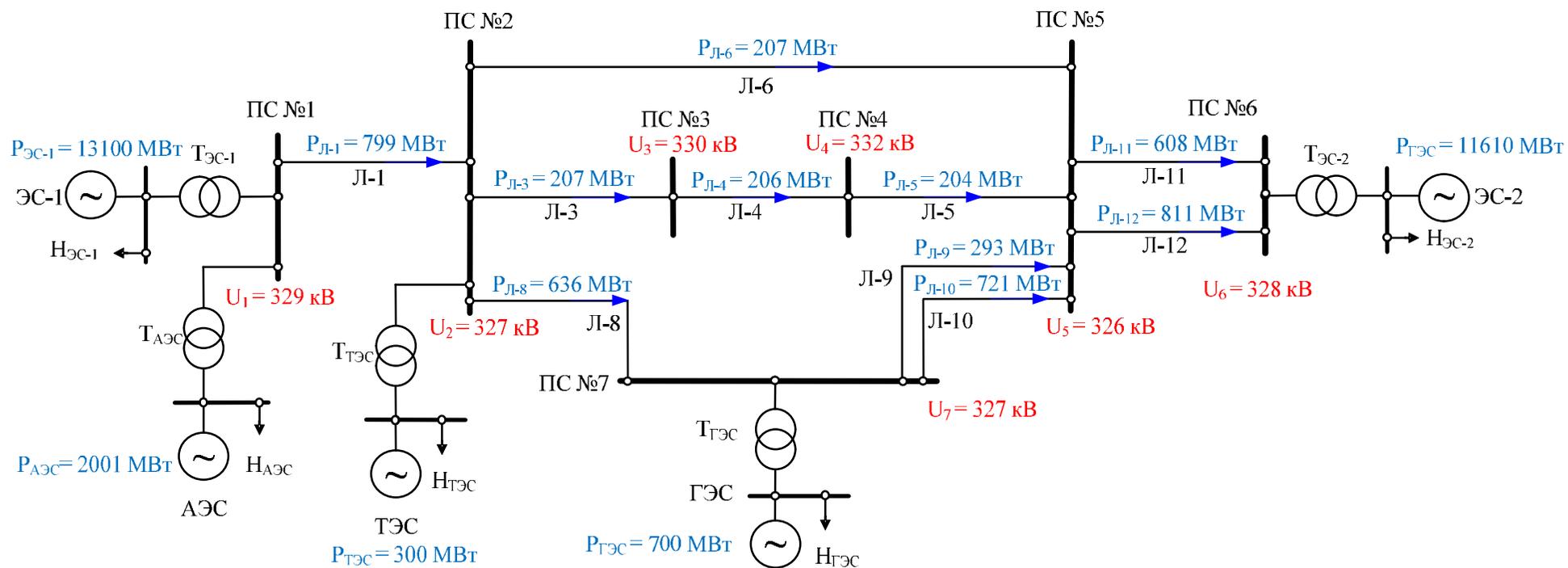


Рис. Б.36. Опыт 10.2.5

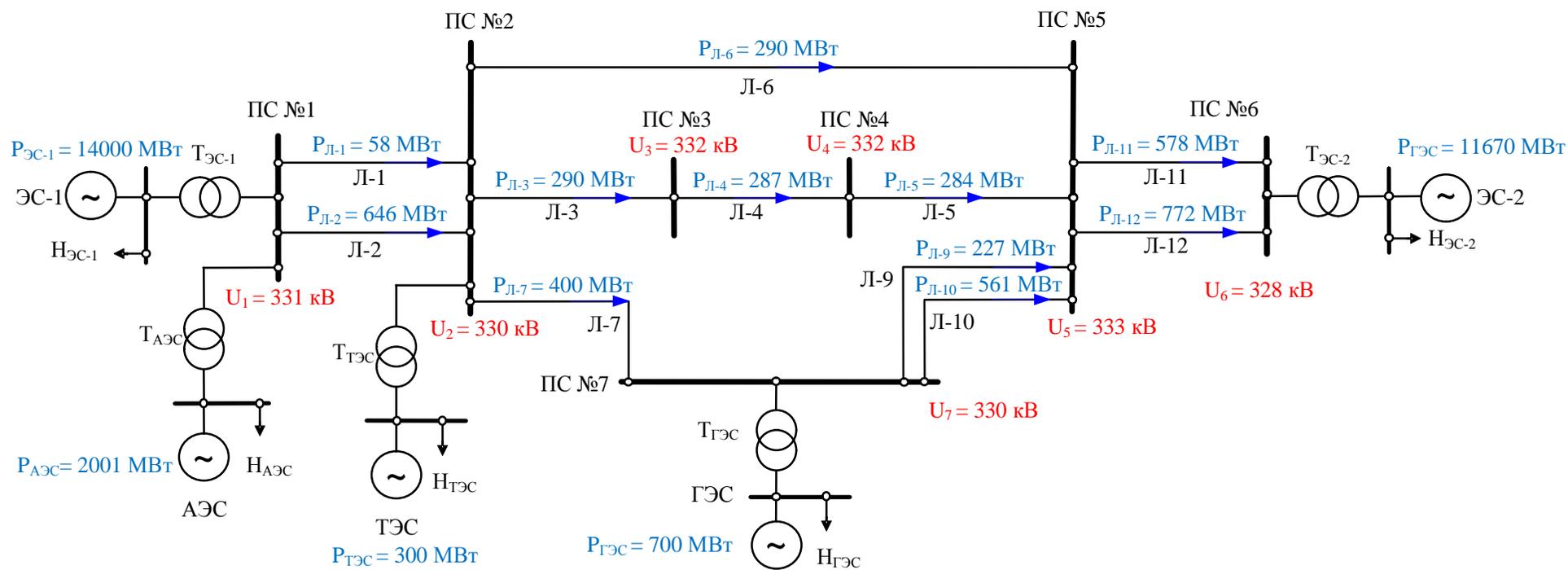


Рис. Б.37. Опыты 11.2.1, 12.2.1

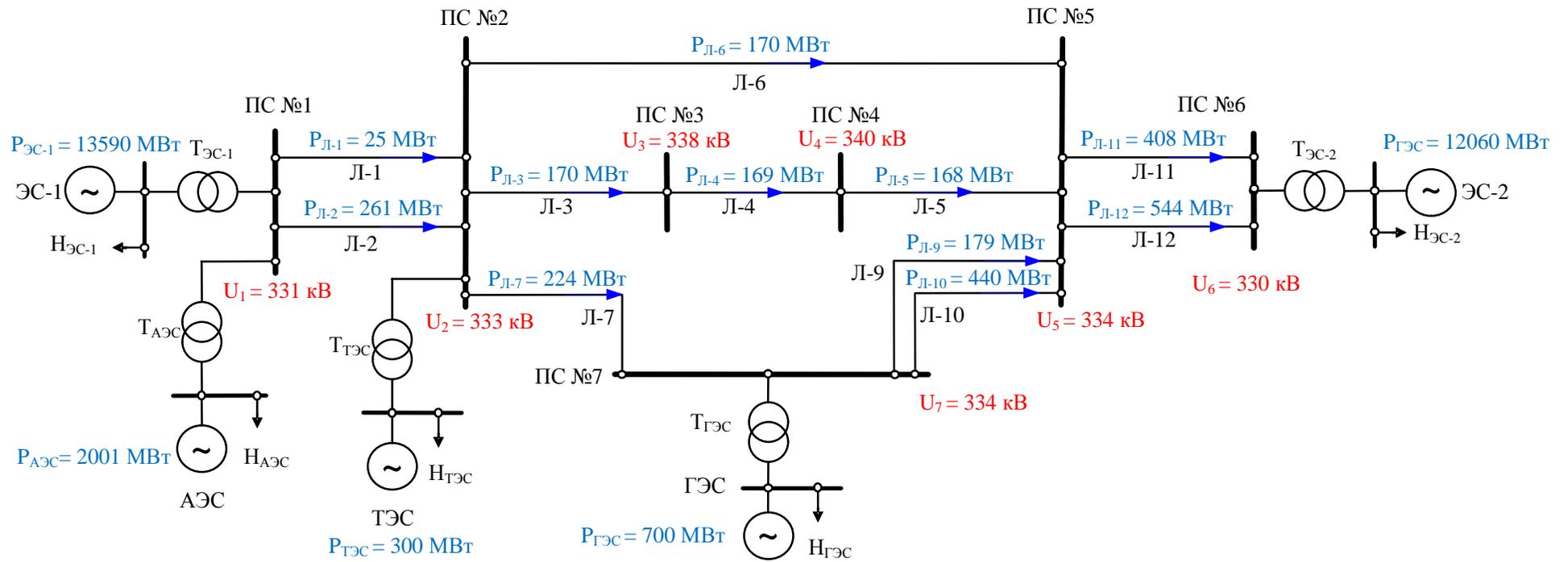


Рис. Б.38. Опыты 11.2.2, 12.2.2

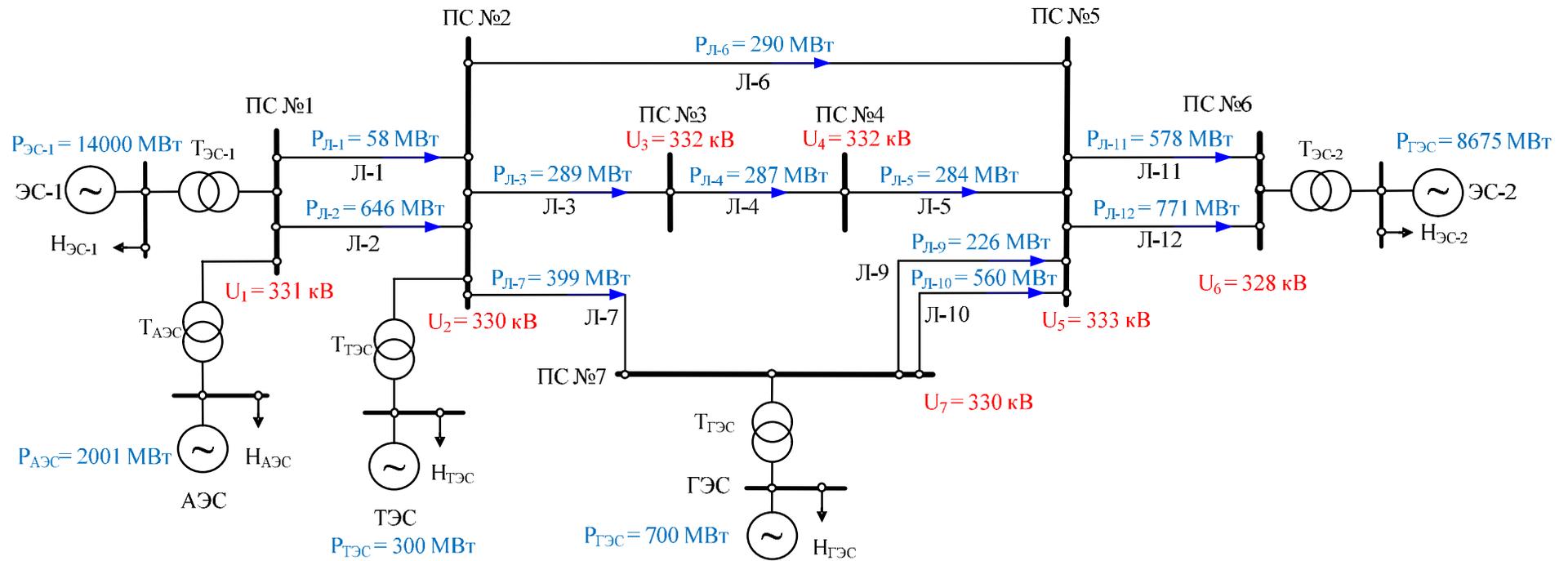


Рис. Б.39. Опыт 11.2.3

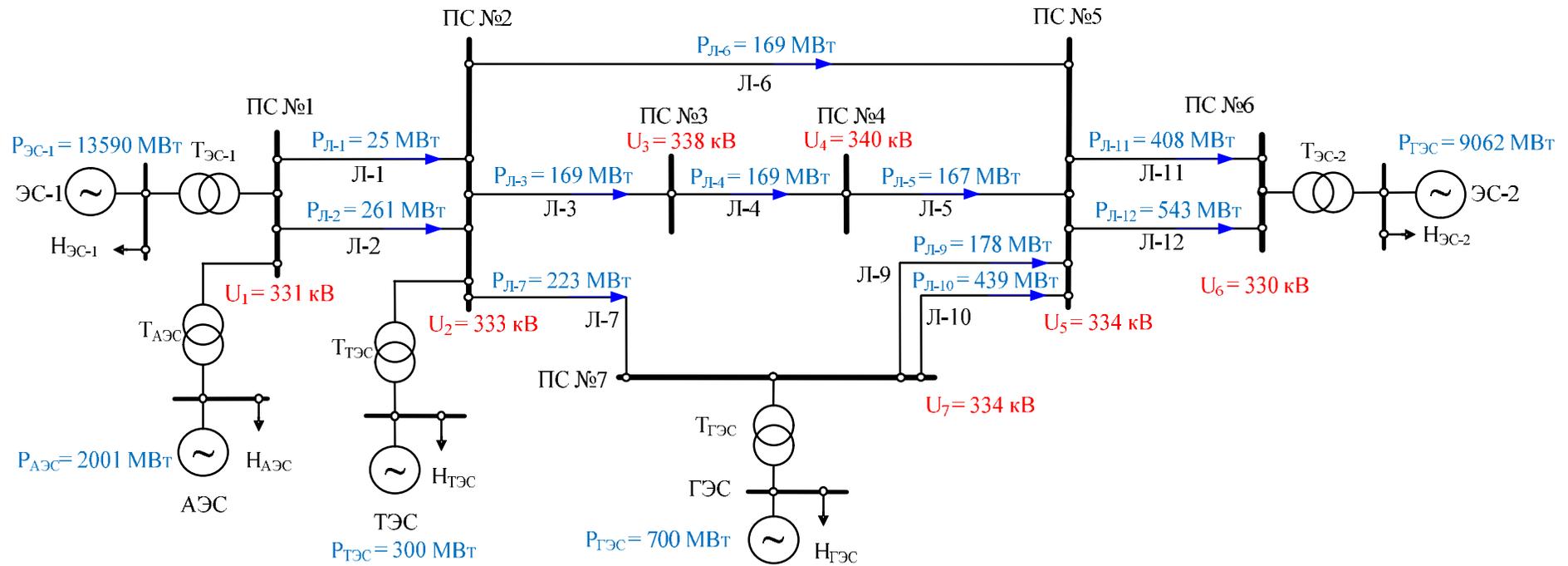


Рис. Б.40. Опыт 11.2.4

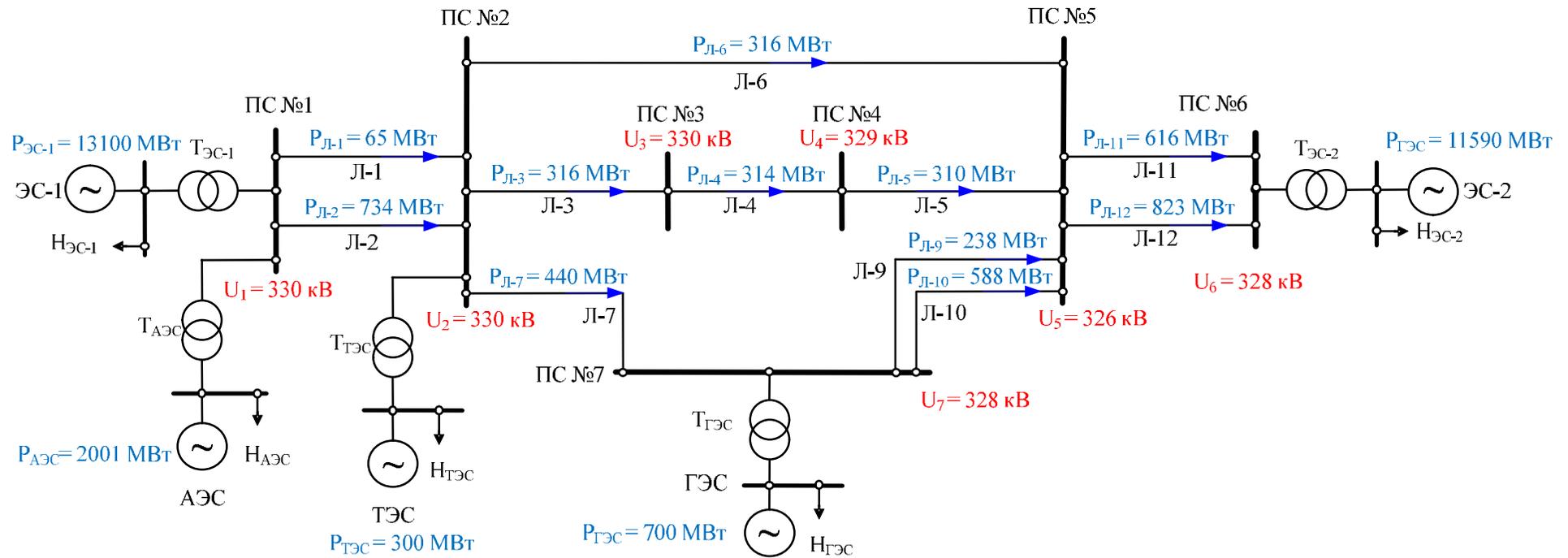


Рис. Б.41. Опыт 12.2.3

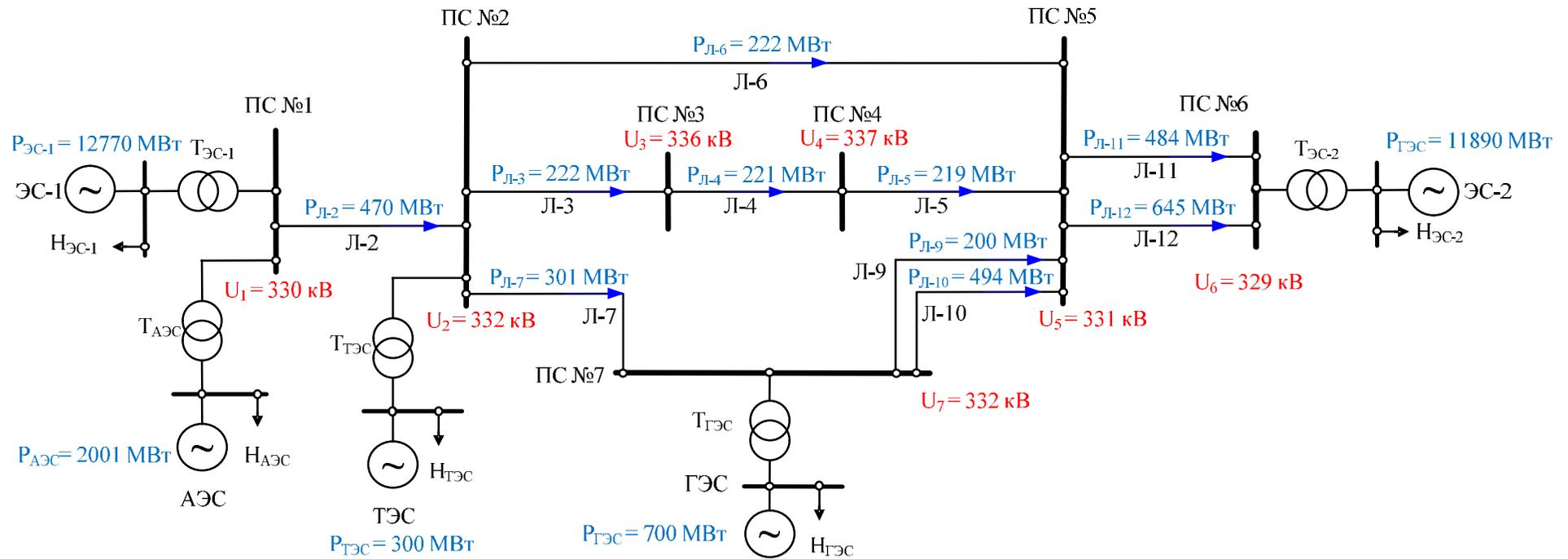


Рис. Б.42. Опыт 12.2.4

Б.4.2. Проведение сертификационных испытаний

Б.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.

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

Программа сертификационных испытаний устройств АЛАР, предназначенных для установки на генератор, должна включать типовые опыты, указанные в таблицах Б.9 и Б.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 Б.9, Б.9.1, Б.9.2.

Б.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.

Б.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.

Б.4.2.5. При выявлении необходимости корректировки выбранных параметров настройки устройства АЛАР (отсутствие положительных результатов опытов в соответствии с таблицами Б.9, Б.9.1 или Б.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.

Б.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.

Б.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 Б.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.

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

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

Таблица Б.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 Б.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. Б.2. Отключено: АЭС, ТЭС и Л-2, Л-7, Л-10	–	Устойчивый режим	–	Отсутствие срабатывания
	7.1.2	Схема рис. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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	Предавварийный 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. Б.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 Б.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. Б.22	Номинальный режим. Плановое снижение загрузки ТЭС до уровня 0,4 P _{ном}	Устойчивый режим	–	Отсутствие срабатывания
	7.2.2	Схема рис. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.22	Внезапное отключение линии Л-2 без КЗ	Затухающие синхронные качания	–	Отсутствие срабатывания
	8.2.6	Схема рис. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.22	Внезапное отключение линии Л-12 без КЗ	Асинхронный режим (ЭЦК вне зоны контроля)	Л-11	Отсутствие срабатывания
	9.2.2	Схема рис. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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. Б.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

Б.5. Анализ результатов сертификационных испытаний

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

Б.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.

Б.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.

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

Б.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.

Б.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.

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

Ключевые слова: асинхронный режим, автоматика ликвидации асинхронного режима, цикл асинхронного режима.

ОАО «СО ЕЭС»

наименование организации-разработчика

*Руководитель
организации-
разработчика*

Председатель
Правления

должность

личная подпись

Б.И. Аюев

инициалы, фамилия

*Руководитель
Разработки*

Заместитель
Председателя
Правления

должность

личная подпись

С.А. Павлушко

инициалы, фамилия

Исполнитель

Начальник Службы
внедрения
противоаварийной и
режимной автоматики

должность

личная подпись

Е.И. Сацук

инициалы, фамилия