

**ТОО «СИТ-Строй»
ГСЛ № 16019870**

Общая пояснительная записка, приложение и чертежи

**УСИЛЕНИЕ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ
БГЭК ТОО «КАЗЦИНК»**

№ 01-06-23- СХ

Заказчик

АО «KEGOC»

**Директор
ТОО «СИТ-Строй»**

Акпанов Е.Н.

Алматы 2023 г.

Список специалистов

Главный инженер проекта	Хамидуллин В.	
Специалист	Кабылханов Ж.	
Специалист	Бажанова М.	
Специалист	Егоров А.	

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ.....	4
2 КРАТКИЙ ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ	5
3 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА.....	8
3.1 ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ	8
3.2 ИСТОЧНИКИ ПОКРЫТИЯ НАГРУЗОК.....	9
3.3 БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	11
4 ОБОСНОВАНИЕ УСИЛЕНИЯ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ БГЭК ТОО «КАЗЦИНК».....	13
5 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ.....	17
5.1 ОЦЕНКА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ.....	17
5.2 РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ.....	19
5.3 РАСЧЕТЫ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ.....	20
5.4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	20
6 РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	22
7 ПРИНЦИПЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.....	24
8 ПРИНЦИПЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ	30
9 ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ СРЕДСТВ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ..	32
10 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	41
11 ОБЪЕМЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА И ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ.....	42
12 ВЫВОДЫ.....	43

ПРИЛОЖЕНИЯ

А. Техническое задание, письма.

Б. Результаты расчетов потокораспределения и уровней напряжения в нормальных и послеаварийных режимах.

В. Результаты расчетов динамической устойчивости

ЧЕРТЕЖИ

Карта-схема соединений существующих электрических сетей 110 кВ и выше рассматриваемого района, лист 1.

Схема соединений существующих электрических сетей 110 кВ и выше рассматриваемого района, лист 2.

Технико-экономическое сравнение вариантов, лист 3.

Рекомендуемый вариант схемы усиления БГЭК ТОО «Казцинк», лист 4.

Схема размещения устройств релейной защиты и автоматики, лист 5.

Схема размещения устройств противоаварийной автоматики, лист 6.

Принципиальная схема организации каналов связи для передачи голоса, данных телеинформации, АСКУЭ команды РЗА и ПА, лист 7.

1 ВВЕДЕНИЕ

Усиление схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» разработана на основании и в соответствии с Электросетевыми правилами Республики Казахстан (Утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года №210).

Целью данной работы является разработка схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» в электрические сети 110-220 кВ с определением объемов сетевого строительства и реконструкции действующих электрических сетей, для обеспечения возможности вывода в ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014/Л-2024, Л-2034/Л-2044, Л-2134/Л-2144 и реализации проекта «Реконструкция ВЛ 220-500 кВ филиалов АО «KEGOC» «Акмолинские МЭС», «Восточные МЭС», «Северные МЭС» и «Центральные МЭС» без ограничения диапазона выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк» и других станций региона, в объеме, достаточном для согласования со всеми заинтересованными субъектами с последующим согласованием АО «KEGOC».

В данной работе:

- Проведен анализ существующего состояния электрических нагрузок и электрических сетей района размещения БГЭК ТОО «Казцинк» и перспектива их развития;
- Разработаны балансы мощности, показаны электрические нагрузки и источники их покрытия;
- Выполнено обоснование схемы выдачи мощности;
- Выполнены электрические расчеты режимов;
- Рассмотрены вопросы применения энергосберегающих технологии при сооружении объектов схемы выдачи мощности;
- Разработаны принципы релейной защиты и линейной автоматики, противоаварийной автоматики и организации средств диспетчерского управления;
- Приведены объемы электросетевого строительства и ориентировочные капиталовложения.

В качестве исходных данных использованы материалы, предоставленные АО «KEGOC» и Заказчиком.

В работе приняты следующие этапы:

отчетный	- 2022 г.
год ввода, расчетный	- 2028 г.

Работа выполнена в соответствии с нормативными и методическими материалами, действующими на территории Республики Казахстан.

2 КРАТКИЙ ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ

Местоположение намечаемого строительства для усиления схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» находится в Восточно-Казахстанской области.

Ситуационный план показан на рисунке 1.



Рисунок 1

Карта-схема и схема соединений существующих электрических сетей 110 кВ и выше рассматриваемого района приведены на чертежах № СХ/01-06-2023, лист 1, 2.

В настоящее время в рассматриваемом районе сложилась следующая структура управления и балансовой принадлежности основных электроэнергетических объектов:

АО «KEGOC» принадлежат сети 110-500 кВ, через которые осуществляется транзит мощности в энергосистему.

АО «Объединенная ЭнергоСервисная Компания» (АО «ОЭСК») - распределительная электросетевая компания, на балансе которой находятся большинство ПС и ЛЭП 35 и 110 кВ Восточно-Казахстанской области, а также ПС 220/110 кВ: ПС-11, ПС-28 с ВЛ 220 кВ ПС-28 – Шульбинская ГЭС (ШГЭС),

ПС-51, и кроме того ПС 220 кВ/110 Бородулиха и Аягуз, эксплуатирующиеся на 110 кВ.

ТОО «Казцинк-Энерго» – принадлежат ряд ПС и ВЛ 35-110 кВ:

АО «УК ТМК» – принадлежат ПС 110 кВ: №2 ТМК, №5 ТМК, №5А ТМК.

ТОО «Корпорация Казахмыс» – принадлежат ряд ПС 110 кВ с ВЛ, ПС 220 кВ Жезкент с ВЛ 220 кВ ШГЭС – Жезкент, ПС 220 кВ Актогайский ГОК (АГОК) с двумя ВЛ 220 кВ КарГРЭС-2 – Конырат – АГОК.

Покрытие электрических нагрузок потребителей Восточно-Казахстанского энергоузла осуществляется от собственных энергоисточников, дефицит мощности покрывается от электростанций ЕЭС Казахстана.

В настоящее время Восточно-Казахстанский энергоузел имеет связь с энергосистемами ЕЭС Казахстана по ВЛ 220 кВ ПС 51 – ЭС АО «ЕЭК», а также с примыкающей Барнаульской энергосистемой России по ВЛ 500 Усть-Каменогорск – Рубцовск.

Основными системообразующими сетями являются электрические сети напряжением 220, 110 и 35 кВ. Имеются двух- и однотрансформаторные ПС, связанные между собой протяженными кольцевыми и радиальными ВЛ в двух- и одноцепном исполнении.

В крупных городах расположены электрические станции, являющиеся основными источниками тепло- и электроснабжения потребителей: в г. Усть-Каменогорске - Усть-Каменогорская ГЭС (ТОО “AES Усть-Каменогорская ГЭС” - УКГЭС), Усть-Каменогорская ТЭЦ (АО “AES Усть-Каменогорская ТЭЦ” - УКТЭЦ) и Согринская ТЭЦ (ТОО “AES Согринская ТЭЦ” - СТЭЦ); в г. Семей – Семипалатинская ТЭЦ-1, в г. Риддере – Риддерская ТЭЦ, (АО «РиддерТЭЦ»).

Территория Восточно-Казахстанской области разделена на 5 регионов, которые обслуживаются соответствующими РЭС.

Большая часть сетей 110-35 кВ Восточно-Казахстанского энергоузла сформирована в 50-70-е годы. За это время изменились требования по климатическим условиям и загрязненности. Поэтому, кроме физической изношенности проводов и изоляции требуется усиление и замена изоляции и опор.

Оборудование большинства ПС физически и морально устарело. Существующие схемы ОРУ 110 кВ многих подстанций 110 кВ построены по устаревшим нетиповым схемам, в основном с отделителями и короткозамыкателями (ОД и КЗ), не удовлетворяют современным требованиям и рекомендациям по надежности электроснабжения, необходимо выполнить реконструкцию с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели.

В связи с ростом нагрузок, некоторые ПС перегружены и требуется замена трансформаторов на большую мощность.

В целом состояние оборудования ПС удовлетворительное за счет проведения ремонтов, однако, требуется значительный объем реконструкции в связи с моральным и физическим износом большей части оборудования.

К основным недостаткам существующего состояния электроснабжения относятся:

Большое количество электрических сетей, выработавших свой ресурс, невозможность поддержания их в нормальном состоянии из-за отсутствия запасных частей (сняты с производства)

Большое количество ПС 110 кВ, ОРУ которых выполнены с ОД, КЗ 110 кВ и ПС-35 кВ с ПСН 35 кВ.

Устаревшие системы телемеханики на ПС 35 кВ.

Отсутствие или неустойчивое состояние средств связи для сетей 35 кВ.

Недостаточное взаиморезервирование сетей.

Основной задачей на перспективу является решение вопросов по усилению надежности, взаиморезервирования электрических сетей.

По информации АО «KEGOC» в настоящее время ведутся работы по «Разработке ТЭО проекта «Реконструкция ВЛ 220-500 кВ филиалов АО «KEGOC» «Акмолинские МЭС, «Восточные МЭС», «Северные МЭС» и «Центральные МЭС».

Выполнено полное обследование на 48 ВЛ. Предоставлены и согласованы 48 технических отчета по результатам технического обследования ВЛ.

Подрядная организация разрабатывает разделы ТЭО.

3 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

3.1 ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

За отчетные 2021-2022 гг. электроснабжение Восточно-Казахстанского энергорегиона (состоит из Восточно-Казахстанского и Абайского энергоузлов) характеризовалось показателями, которые приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

№	Наименование	2021 г.	2022 г.	Снижение (-), увеличение (+)	тоже в %
1	Максимальная электрическая нагрузка (совм. с ЕЭС), МВт	1398	1341	-57	4,1
2	Электропотребление, млрд. кВт.ч	9,3	9,0	-0,3	3,2
3	Установленная мощность ЭС, МВт	2388,6	2413,6	+25	1,1
3	Выработка электроэнергии на электростанциях, млрд кВт.ч	9,2	8,8	-0,4	4,3

Примечание: по данным АО «KEGOC», собственников электростанций.

По Восточно-Казахстанскому энергорегиону величина годового электропотребления в 2022 г. составила 9,0 млрд кВт.ч и уменьшилась по сравнению с 2021 г. на 0,3 млрд. кВт.ч. или 3,2 %.

Совмещенный максимум электрической нагрузки в 2022 г. зафиксирован в размере 1341 МВт.

Восточно-Казахстанский регион является единственным в республике производителем цинка, титана, магния, тантала и других редких и редкоземельных металлов. Введены крупные промышленные объекты: рудники Малевский, Артемьевский и Юбилейно-Снегирихинский, Секисовское горнорудное предприятие; угольный разрез Каражыра, золотодобывающие предприятия ТОО «Данк», ТОО «Таскара», Актогайский горно-обогатительный комбинат.

В горнодобывающей отрасли основными предприятиями являются ТОО «Казцинк», ТОО «Востокцветмет», ТОО «KazmineralsAktogay», ТОО «Бакырчикское горнодобывающее предприятие».

70% промышленного производства региона приходится на обрабатывающую промышленность.

Продукция химической промышленности производится предприятиями АО «УМЗ», АО «Орика Казахстан», ТОО «KAZFOAM», ТОО «Магелан».

Основные предприятия деревообрабатывающей промышленности: ТОО «Мелисса» (г. Усть-Каменогорск), ТОО «Фаворит» (с. Зубовка), АО «Жана Семей Шпал Зауыты» (г. Семей).

Основная доля производственных мощностей легкой промышленности области сосредоточена в г. Семей — ТОО «Семспецснаб», ТОО «УК Юнис», ТОО «Семипалатинская обувная фабрика», ТОО «Роза-ВВК», ТОО «BayazitLife», ПРК «Корунд», ТОО «Технология комфорта». В г. Усть-Каменогорске работают ТОО «ПКФ Рауан» и ТОО «Иснар».

Оценка прогнозных уровней электропотребления и электрических нагрузок выполнена с учетом перспективных макроэкономических показателей развития экономики, реализации мероприятий по программе энергосбережения для минимального и максимального уровней прогноза с учетом возможных колебаний в развитии экономики на долгосрочную перспективу.

Минимальный вариант прогноза разработан на основе прогнозного уровня по Северной зоне Казахстана АО «KEGOC», размещённого на сайте www.kegoc.kz.

Максимальный вариант перспективных показателей электропотребления и электрических нагрузок разработан на основе имеющихся проработок.

Прогнозируемые уровни электропотребления и электрических нагрузок на перспективу до 2030 года приведены ниже в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Наименование	2021 г.	2022 г.	2024 г.		2029 г.		2034 г.	
	отчет		мин	макс	мин	макс	мин	макс
			Прогноз					
1. Электропотребление, млрд кВт·ч	9,3	9,0	10,6	11	12,2	12,7	14,7	15,3
2. Максимум электрической нагрузки (совм.), МВт	1398	1341	1763	1833	2150	2236	2600	2704

3.2 ИСТОЧНИКИ ПОКРЫТИЯ НАГРУЗОК

Собственные электростанции Восточно-Казахстанского энергорегиона в 2020-2021 гг. в основном обеспечивали потребности в электроэнергии, избытки электроэнергии передавались в дефицитные регионы Казахстана.

Величина установленной мощности электростанций ВКО по состоянию на декабрь 2022 г. составила 2413,6 МВт.

Показатели установленной и располагаемой мощности существующих электростанций по состоянию на декабрь 2022 г. приведены ниже в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Показатели установленной и располагаемой мощности

Наименование	Р _{уст.}	Р _{расп.}	Р _{огр.}	Примечания
Риддер ТЭЦ	59	54	5	Прочие причины, связанные с режимом потребления тепла.
Бухтарминская ГЭС	675	675	0	
ГКП «Теплокоммунэнерго» (ТЭЦ-1 и РК-1)	36	24	12	По котельному оборудованию
Зайсанская ГЭС	2,3	0	2,3	Технические
Лениногорский каскад и пр. ГЭС	39,4	24,1	15,3	Сезонные
Согринская ТЭЦ	75	69,1	5,9	По котельному оборудованию
Усть-Каменогорская ГЭС	367,8	335	32,8	Превышение уровня нижнего бьефа
Усть-Каменогорская ТЭЦ	372,5	320,9	51,6	По котельному и турбинному оборудованию.
Шульбинская ГЭС	702	702	117	Ремонт гидроагрегатов
СЭС «Жангиз Солар»	30	30	0	
ТОО «Турсугун-1»	24,9	2,7	22,2	Сезонные
ВЭС Чарск Ветер ТОО «Чарск Ветер» (Комплекс ВЭС)	29,7	29,7	0	По погодным условиям.
Всего по электростанциям	2413,6	2266,5	264,1	

Примечание: по данным годового отчета НДЦ СО.

Основными причинами разрывов и ограничений мощности на электростанциях являются значительный физический износ основного и вспомогательного оборудования, недостаток потребления тепла, использование непроектного топлива, ограничения по использованию водохранилища и пр.

В перспективе развитие генерирующих источников предполагается осуществлять по трем направлениям:

- реконструкция и техперевооружение существующих электростанций;
- расширение существующих станций;
- ввод новых генерирующих источников.

Вовлечение в баланс объектов по использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) ВЭС, СЭС, малые ГЭС предусматривается на основе использования имеющегося в области значительного потенциала ветровой, солнечной и гидроэнергии с целью обеспечения оптимальной структуры генерирующих мощностей, учитывающей снижение общего расхода ТЭР, минимальный уровень экологического воздействия на окружающую среду.

Развитие объектов по использованию ВИЭ принято в соответствии с приказом Министерства энергетики Республики Казахстан № 68 от 24 февраля 2017 года «Об утверждении Плана размещения объектов по использованию возобновляемых источников энергии» («План размещения...») с учетом изменений по приказу №134 от 14 апреля 2021 года. Планируемые и введенные в эксплуатацию объекты приведены в таблице 3.4

Таблица 3.4

Наименование	Установленная мощность, МВт	Ввод в эксплуатацию
ВЭС в Жарминском районе	30,7	Введена в эксплуатацию
СЭС в Жарминском районе	30	Введена в эксплуатацию
Тургусунская ГЭС-1	24,9	Введена в эксплуатацию
ГЭС на р. Уйдене	2,43	Введена в эксплуатацию
ГЭС в районе г. Риддер	39,38	Введена в эксплуатацию
ВЭС 100 МВт «Абай 1»	100	Введена в эксплуатацию
ВЭС 50 МВт «Абай 2»	50	Введена в эксплуатацию
Всего	277,4	

3.3 БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Баланс мощности по Восточно-Казахстанскому энергорегиону в период до 2034 года приведён в таблице 3.5

Таблица 3.5

МВт

Наименование	2021 г.	2022 г.	2024 г.		2029 г.		2034 г.	
	отчет		прогноз					
			мин	макс	мин	макс	мин	макс
Потребность								
Максимальная электриче- ская нагрузка (совм.)	1398	1341	1763	1833	2150	2236	2600	2704
Покрытие								
Существующие электростанции								
Установленная мощность	2389	2414	2414	2414	2414	2414	2414	2414
Располагаемая мощность	2267	2267	2267	2267	2267	2267	2267	2267
Рабочая мощность	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025
Дефицит (-), избыток (+) мощности	627	684	262	192	-125	-211	-575	-679

Баланс мощности по Восточно-Казахстанскому энергорегиону складывается с нарастающими дефицитами, которые могут составить на уровне 2034 года 575 – 679 МВт.

Балансы электроэнергии по Восточно-Казахстанскому энергорегиону в период до 2034 года приведены в таблице 3.6

Таблица 3.6

млрд кВт·ч

№	Наименование	2021 г.	2022 г.	2024 г.		2029 г.		2034 г.	
		отчет		прогноз					
				мин	макс	мин	макс	мин	макс
1	Потребность								
1.1	Потребление ЭЭ	9,3	9,0	10,6	11	12,2	12,7	14,7	15,3
2	Покрытие								
2.1	Существующие электростанции								
	Производство ЭЭ	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
	Дефицит (-), избыток (+) ЭЭ	0,1	0,4	-1,2	-1,6	-2,8	-3,3	-5,3	-5,9

Балансы электроэнергии складываются аналогично балансам мощности с нарастающими дефицитами. С учетом принятого развития генерирующих источников на уровне 2034 г. ожидается дефицит электроэнергии в размере 5,3 – 5,9 млрд кВт·ч.

4 ОБОСНОВАНИЕ УСИЛЕНИЯ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ БГЭК ТОО «КАЗЦИНК»

Варианты усиления схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» рассмотрены на основании анализа существующего состояния электрических сетей рассматриваемого района, ситуационного плана размещения, величины установленной мощности, а также предложений Заказчика.

Ниже приведено краткое описание рассмотренных вариантов схемы выдачи электрической мощности.

По 1 варианту – предлагается следующий объем электросетевого строительства:

- Строительство Новой РУ-220 кВ по типовой схеме 220-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин) и установкой 8 ячеек с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Каменогорск с расширением на 2 линейные ячейки с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ ТМК с переводом на другую типовую схему 220-12 (Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин) с расширением на 6 ячеек с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС БГЭС с расширением на 1 линейную ячейку с элегазовым выключателем 220 кВ;
- строительство двухцепной линии 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Каменогорск проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 130 км;
- строительство двухцепной линии 220 кВ от ПС 220 кВ ТМК до существующей ВЛ 220 кВ Л-2014 присоединением методом захода-выхода проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 16 км;
- строительство кабельной линии 220 кВ от Новой РУ-220 кВ до ОРУ 220 кВ ПС БГЭС проводом марки ПвПу2гж 1х2500, ориентировочной протяженностью 1 км;
- Замена участка на существующей двухцепной ВЛ 220 кВ Л-2114, Л-2124 проводом марки 2АС-300, протяженностью 5,8 км на провод марки 2АС-500.

По 2 варианту – предлагается следующий объем электросетевого строительства:

- Строительство Новой РУ-220 кВ по типовой схеме 220-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин) и установкой 8 ячеек с элегазовыми выключателями 220 кВ;

- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Каменогорск с расширением на 2 линейные ячейки с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС БГЭС с расширением на 1 линейную ячейку с элегазовым выключателем 220 кВ;
- строительство двухцепной линии 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Каменогорск проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 130 км;
- строительство двухцепной линии 220 кВ от существующих ВЛ 220 кВ Л-2114, 2124 до существующей ВЛ 220 кВ Л-2014 присоединением методом захода-выхода проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 16 км;
- строительство кабельной линии 220 кВ от Новой РУ-220 кВ до ОРУ 220 кВ ПС БГЭС проводом марки ПвПу2гж 1х2500, ориентировочной протяженностью 1 км;
- Замена участка на существующей двухцепной ВЛ 220 кВ Л-2114, Л-2124 проводом марки 2АС-300, протяженностью 5,8 км на провод марки 2АС-500.

По 3 варианту – предлагается следующий объем электросетевого строительства:

- Строительство Новой РУ-220 кВ по типовой схеме 220-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин) и установкой 8 ячеек с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ ТМК с переводом на другую типовую схему 220-12 (Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин) с расширением на 8 ячеек с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС БГЭС с расширением на 1 линейную ячейку с элегазовым выключателем 220 кВ;
- строительство двухцепной линии 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ ТМК проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 90 км;
- строительство двухцепной линии 220 кВ от ПС 220 кВ ТМК до существующей ВЛ 220 кВ Л-2014 присоединением методом захода-выхода проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 16 км;
- строительство кабельной линии 220 кВ от Новой РУ-220 кВ до ОРУ 220 кВ ПС БГЭС проводом марки ПвПу2гж 1х2500, ориентировочной протяженностью 1 км;

- Замена участка на существующей двухцепной ВЛ 220 кВ Л-2114, Л-2124 проводом марки 2АС-300, протяженностью 5,8 км на провод марки 2АС-500.

По 4 варианту – предлагается следующий объем электросетевого строительства:

- Строительство Новой РУ-220 кВ по типовой схеме 220-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин) и установкой 8 ячеек с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ ТМК с переводом на другую типовую схему 220-12 (Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин) с расширением на 6 ячеек с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС БГЭС с расширением на 1 линейную ячейку с элегазовым выключателем 220 кВ;
- строительство двухцепной линии 220 кВ от Новой РУ-220 кВ до существующих ВЛ 220 кВ Л-2114, 2124 присоединением методом отпайки проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 90 км;
- строительство двухцепной линии 220 кВ от ПС 220 кВ ТМК до существующей ВЛ 220 кВ Л-2014 присоединением методом захода-выхода проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 16 км;
- строительство кабельной линии 220 кВ от Новой РУ-220 кВ до ОРУ 220 кВ ПС БГЭС проводом марки ПвПу2гж 1х2500, ориентировочной протяженностью 1 км;
- Замена участка на существующей двухцепной ВЛ 220 кВ Л-2114, Л-2124 проводом марки 2АС-300, протяженностью 5,8 км на провод марки 2АС-500.

Ниже в таблице 4.1 приведено технико-экономические показатели рассмотренных вариантов.

Таблица 4.1
млн. тенге

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3 рекомендуе- мый	Вариант 4
Капиталовложения по электрическим сетям	18145	16255	16055	15145
Ежегодные издержки	873	714	865	789
Приведенные затраты	3050	2664	2792	2606
То же, %	117	102	107	100

Примечание: стоимостные показатели электросетевых объектов приняты укрупненно по различающимся элементам для сравнительной оценки вариантов и не могут быть использованы

для расчета инвестиций, которые определятся на дальнейшей стадии проектирования. В капиталовложения не включена стоимость РЗА, ПА, ТМ и СС.

В варианте 4 получились самые меньшие капиталовложения, однако этот вариант является не самым надежным среди рассмотренных вариантов, поэтому после обсуждений с Заказчиком, в качестве рекомендуемого варианта схемы внешнего электроснабжения был выбран вариант 3.

Варианты и рекомендуемый вариант усиления схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» приведены на чертежах №СХ/01-06-23, листы 3, 4.

Далее в работе для принятого варианта выполнены расчеты электрических режимов, токов короткого замыкания, разработаны принципы релейной защиты и линейной автоматики, организации средств диспетчерского и технологического управления, определены объемы электросетевого строительства и ориентировочные капиталовложения.

Состав и параметры основного оборудования, трассы прохождения намечаемых ЛЭП являются предварительными и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

5 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

5.1 ОЦЕНКА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ

Расчеты статической устойчивости были выполнены по программе RASTR путем расчета серии режимов с пошаговым их утяжелением по заданной траектории. Нагрузки моделировались по типовым статическим характеристикам.

Величины максимально допустимых перетоков активной мощности определены следующими условиями:

- нагрузкой любого элемента сети не превышающей длительно допустимых значений;
- статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях, которые рассчитаны по формуле:

$$P_{\text{доп}} = (P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{нк}}) / (1 + K_{\text{зап}}), \text{ где}$$

$P_{\text{доп}}$ – допустимый переток по сечению;

$P_{\text{пред}}$ – предельный переток по сечению;

$\Delta P_{\text{нк}}$ – величина нерегулярных колебаний по сечению;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса (0,2 – в нормальных режимах, 0,08 в ПА режиме).

В контролируемое сечение входят:

- три ВЛ 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ТМК;
- ВЛ 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ПС №7.

Для определения предельных и допустимых перетоков в рассматриваемых сечениях были использованы следующая траектория утяжеления:

- увеличение выдачи мощности на ш. 110, 220 кВ Бухтарминской ГЭС.

По результатам расчетов пропускной способности электрических сетей величина допустимого перетока в нормальной схеме на уровень 2028 г. определилась в размере $P_{\text{доп}}=698$ МВт, в ремонтной схеме отключения Л-2014, Л-2024 $P_{\text{доп}}=548$ МВт, в ремонтной схеме отключения Л-2034, Л-2044/Л-2134, Л-2144 $P_{\text{доп}}=619/665$ МВт. При одновременном ремонтном отключении Л-2034, Л-2044 и Л-2014, Л-2024 $P_{\text{доп}}=491$ МВт. В послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ТМК при ремонте Л-2014, Л-2024 $P_{\text{доп}}=450$ МВт.

Таким образом, ограничение генерации в ремонтных, п/ ав режимах не выявилось.

Перечень расчётов приведён ниже в таблице 5.1

Таблица 5.1

№	Наименование	Сечение							Примечания
		ВЛ 220 кВ Но- вая РУ-ТМК	ВЛ 220 кВ Но- вая РУ-ТМК	ВЛ 220 кВ Но- вая РУ-ТМК	ВЛ 220 кВ Но- вая РУ-ПС №7	Суммарный	Допустимый		
1	Нормальная схема (предельный режим)	183	183	213	274	853	698		Предел по рассматривае- мому сечению
2	Нормальная схема (допустимый режим)	152	152	175	219	698			
3	Ремонтная схема (откл Л-2014, Л-2024) (предельный ре- жим)	336	336			672	548		Предел по рассматривае- мому сечению
4	Ремонтная схема (откл Л-2014, Л-2024) (допустимый ре- жим)	274	274			548			
5	Ремонтная схема (откл Л-2034, Л-2044) (предельный ре- жим)	183	183	211	181	758	619		Предел по рассматривае- мому сечению
6	Ремонтная схема (откл Л-2034, Л-2044) (допустимый ре- жим)	148	148	172	151	619			
7	Ремонтная схема (откл Л-2134, Л-2144) (предельный ре- жим)	175	175	203	260	813	665		Предел по рассматривае- мому сечению
8	Ремонтная схема (откл Л-2134, Л-2144) (допустимый ре- жим)	143	143	166	213	665			
9	Ремонтная схема (одновременное откл Л-2034, Л-2044 и Л- 2014, Л-2024) (предельный режим)	302	302			604	491		Предел по рассматривае- мому сечению
10	Ремонтная схема (одновременное откл Л-2034, Л-2044 и Л- 2014, Л-2024) (допустимый режим)	246	246			492			
11	П/ав режим. Откл ВЛ 220 кВ Новая РУ-220 кВ - ТМК на ремонт Л-2014, Л-2024 (предельный режим)	501				501		450	Предел по рассматривае- мому сечению
12	П/ав режим. Откл ВЛ 220 кВ Новая РУ-220 кВ - ТМК на ремонт Л-2014, Л-2024 (допустимый режим)	450				450			

5.2 РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Расчеты потоков мощности и уровней напряжения выполнялись для электрических сетей рассматриваемого района с целью проверки загрузки элементов сети, выбора и уточнения параметров элементов сети, рекомендаций по режиму работы сети, а также, в случае необходимости, определения мероприятий, позволяющих обеспечить допустимые уровни напряжения и загрузки электрических сетей в нормальных и послеаварийных (ПА) режимах.

Расчеты электрических режимов выполнены с использованием программного комплекса «RASTR».

Исходными данными для выполнения расчётов явились полная схема потокораспределения ВМЭС за 19 час 21 декабря 2022 года. При выполнении расчетов были приняты следующие основные положения:

1. Расчетным режимом для выбора схемы сети и параметров ее элементов принят режим работы ЕЭС Казахстана в зимний максимум на уровне 2028 г.

Графические результаты расчетов нормальных режимов на уровень нагрузок 2028 г. приведены в приложении Б.

Перечень расчётов приведён ниже в таблице 5.2

Таблица 5.2

Наименование расчёта	Листы
Нормальный режим с учетом схемы потокораспределения 23.12.2022 19:00, предоставленный филиалом ВМЭС	Лист 1
Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044	Лист 2
Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044, ввод ВЛ 220 кВ ПС ТМК – ПС №7	Лист 3
Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044, ввод ВЛ 220 кВ ПС ТМК – ПС №7 и ВЛ 220 кВ ПС ТМК – Новая РУ 220 кВ	Лист 4
Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044 Отключение две цепи ВЛ 220 кВ ПС ТМК – Новая РУ 220 кВ	Лист 5
Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044 Отключение одной цепи ВЛ 220 кВ ПС ТМК – ПС 500 Усть-Каменогорск	Лист 6
Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044 Отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Л-2134, Л-2144	Лист 7
Полная схема. Нормальный режим зимнего максимума на уровень 2028 г.	Лист 8

Анализ проведенных расчетов на уровень нагрузок 2028 г. показал, что в нормальном режиме зимнего максимума загрузка электрических сетей 110 кВ

и выше и уровни напряжения на шинах ПС рассматриваемого района в целом находятся в допустимых пределах.

Результаты режимов приведены в приложении Б.

5.3 РАСЧЕТЫ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Целью расчетов динамической устойчивости является выявление влияния Бухтарминской ГЭС на характер переходных процессов при возникновении асинхронных режимов в результате различных возмущений в сети 220 кВ.

Расчетной схемой является схема на уровень 2028 г., возмущения в расчетах динамической устойчивости рассмотрены на допустимый переток в контролируемом сечении (три ВЛ 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ТМК, ВЛ 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ПС №7)-698 МВт.

В качестве аварийных возмущений были рассмотрены II и III группа нормативных возмущений в соответствии с Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем: для сети 220 кВ – трехфазные КЗ с отключением их основной защитой через 0,11 с, и действием УРОВ с временем отключения 0,3 с.

Результаты расчетов динамической устойчивости приведены в приложении В, таблицы которого содержат описание характера переходных процессов и графики изменения относительных углов роторов генераторов энергосистемы и разности углов напряжения по концам ВЛ 220 кВ.

Анализ выполненных расчетов динамической устойчивости позволяет сделать следующие выводы:

- При рассмотренных нормативных возмущениях II группы поведение генераторов устойчиво;
- АР выявлен в следующих аварийных возмущениях III группы:
 - 1) трехфазное КЗ на одной из ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС – ПС 7 со стороны Бухтарминской ГЭС, с отключением сетевого элемента действием УРОВ (приложение В, расчет 4).

5.4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Согласно утверждению о нормативных значениях коэффициента мощности в электрических сетях индивидуальных предпринимателей и юридических лиц, значение коэффициента мощности в точке присоединения к электрической сети для напряжения 220 кВ составляет $\cos\varphi \geq 0,89$.

Оценочно выполнены расчеты по определению суммарной мощности $Q_{ку}$, необходимой для поддержания, требуемого $\cos\varphi \geq 0,89$ в точке присоединения к электрической сети, результаты которых приведены ниже.

Перечень расчётов приведён ниже в таблице 5.3

Таблица 5.3

Точка присоединения к эл.сети	Потребляемая мощность без КУ в точке присоединения к эл. сети			Q _{ку} , Мвар
	P, МВт	Q, Мвар	cosφ	Не требуется
ВЛ 220 кВ Новая РУ 220 кВ – ПС ТМК	87	17,4	$\geq 0,89$	
	87	17,4		
	102,2	27,9		
ВЛ 220 кВ Новая РУ 220 кВ – ПС №7	127,2	30,9	$\geq 0,89$	

*Q_{ку} – реактивная мощность, требуемая для поддержания $\cos\varphi \geq 0,89$ в точке присоединения к электрической сети.

По результатам расчетов следует, что установки компенсирующих устройств не требуется.

6 РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов короткого замыкания (КЗ) выполнены с целью определения уровня токов в рассматриваемом районе на перспективу 2034 г., получения исходных данных для предварительного выбора оборудования с соответствующей токам КЗ отключающей способностью, а также разработки мероприятий по ограничению токов короткого замыкания.

Расчет токов КЗ произведен на основании существующей схемы электрических соединений сетей 220-110 кВ ЕЭС Казахстана с учетом перспективы развития до 2034 г. и «Усиление схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк».

В работе определены начальные значения периодической слагающей полного тока КЗ (сверхпереходной ток) как основной расчетной величины для выбора параметров силового оборудования.

Ниже приведены основные исходные условия расчета:

- Расчеты проведены при номинальных коэффициентах трансформации на подстанциях.
- Реактансы (сопротивления) прямой и обратной последовательностей приняты равными.
- Трехфазная сеть принимается симметричной.
- Нейтрали трансформаторов подстанций 220 кВ и стационарных элементов приняты заземленными наглухо.
- Реактансы системы на шинах 220 кВ прилегающего района эквивалентированы по отчетной схеме ЕЭС Казахстана.
- Насыщение стали электрических машин отсутствует.
- Не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему.

Генераторы в схемах замещения учтены сверхпереходным сопротивлением X''_d , трансформаторы - индуктивным сопротивлением. Линии электропередачи 220, 500 кВ протяженностью более 150 км учтены как собственными продольными и взаимными сопротивлениями, так и поперечными (емкостными), продольное сопротивление учитывалось как активной, так и реактивной составляющими.

При расчете принято, что все линии оснащены грозозащитными тросами.

Для расчета токов при несимметричных коротких замыканиях использовался метод симметричных составляющих.

Расчеты токов короткого замыкания выполнялись по программе ПК БРИЗ «АРМ СРЗА» г. Новосибирск.

Параметры схемы замещения рассчитаны с использованием «Справочника по проектированию электрических сетей» под ред. Д. Л. Файбисовича. М., Изд-во ЭНАС 2009 г.

Токи короткого замыкания рассчитаны согласно ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ» и руководящим указаниям по релейной защите «Расчет токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ Выпуск 11. Москва «Энергия» 1979 г.

Сопротивления всех элементов сети выражены в именованных единицах.

Ниже в таблице приведены максимальные значения токов КЗ на шинах проектируемых и реконструируемых объектов.

Таблица 6

NN	Наименование ПС	Место КЗ (шины, кВ)	(3) II (кА)	(1) 3Io (кА)
1	ПС Усть-Каменогорск	500	8,5	8,015
		220	18,751	20,338
2	ПС Семей	500	7,925	6,9
		220	12,552	13,534
3	ШГЭС	220	14,3	15,7
4	БГЭС	220	13,8	14,3
		110	26,5	31,3
5	ПС-14	220	11,8	9,3
		110	10,2	11,4
6	ПС-7	220	16,4	15,6
		110	33,4	38,5
7	ТМК	220	16,2	15,2
		110	25,855	28,86
8	УКГЭС	110	27,8	30,6
9	ПС-11	220	12,4	10,1
		110	15,2	14,9

Результаты выполненных расчетов показали, что уровни токов КЗ на шинах рассматриваемых подстанций находятся в допустимых пределах и не превышают отключающей способности существующих и намечаемых к установке выключателей.

7 ПРИНЦИПЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Релейная защита и автоматика (РЗА) проектируемых элементов схемы внешнего электроснабжения предусматриваются в объемах, соответствующих требованиям ПУЭ Республики Казахстан, а также действующим руководящим и нормативным указаниям.

Для защиты, автоматики и управления рекомендуется применение многофункциональных цифровых устройств (терминалов), выполненных на базе высокопроизводительных микропроцессоров, реализующих все задачи, начиная от ввода измеряемых величин и заканчивая выдачей управляющих команд, с помощью цифровых методов обработки. Использование указанных устройств обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно повысить чувствительность и быстродействие защит, уменьшить ступени селективности и обеспечить надежное селективное отключение всех видов коротких замыканий (КЗ).

Фирма-производитель устройств РЗА определяется при выполнении рабочего проекта внешнего электроснабжения насосных станций.

Технические характеристики терминалов должны соответствовать стандартам МЭК и Республики Казахстан.

ПС 220/110/10 кВ «ТМК»

ВЛ-220 кВ

На ВЛ 220 кВ необходимо установить два комплекта цифровых защит, основной и резервный.

Основной комплект содержит следующий набор защит:

- дистанционная направленная защита, имеющая до пяти ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ с автоматической блокировкой (выводом) действия в случаях:
 - 1) исчезновения измеряемого напряжения;
 - 2) качаний в высоковольтной сети;
- токовая направленная защита нулевой последовательности, имеющая до четырех ступеней по току срабатывания при КЗ на землю;
- ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ (аварийная);
- устройство определения места повреждения линии;
- устройство трехфазного АПВ выключателя с контролем синхронизма и отсутствия/наличия напряжения на линии и шинах
- устройство автоматического ускорения действия защит в течение заданного времени при оперативном включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя

Резервный комплект содержит следующий набор защит:

- токовая направленная защита нулевой последовательности, имеющая до четырех ступеней по току срабатывания при КЗ на землю;
- ступенчатая токовая защита от междофазных КЗ;
- устройство автоматического ускорения действия защит в течение заданного времени при оперативном включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя
- устройство определения места повреждения линии;
- функции управления коммутационными аппаратами
- устройство трехфазного АПВ выключателя с контролем синхронизма и отсутствия/наличия напряжения на линии и шинах

Все вновь устанавливаемые микропроцессорные устройства должны быть интегрированы в систему управления подстанции.

ШСВ 220 кВ

- двухступенчатая максимальная токовая защита с независимыми выдержками времени, действующая при междофазных и однофазных КЗ;
- трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности с независимыми выдержками времени, действующая при КЗ на землю;
- устройство автоматического ускорения защит при включении выключателя;
- устройство трехфазного автоматического повторного включения выключателя;
- устройство контроля синхронизма;
- устройство резервирования отказа выключателя.

Дифференциальная защита шин 220 кВ

Микропроцессорное устройство дифференциальной защиты шин имеет следующие функции и особенности:

- оценка соотношений дифференциального и тормозного тока;
- действие устройства на отключение, основанное на трех принципах измерений. Два принципа обуславливаются схемой электрических соединений РУ, а третий охватывает все секции шин независимо от положения разъединителей;
- быстрое отключение повреждения;
- наличие мероприятий, предотвращающих ложные отключения при внешних КЗ и насыщении трансформаторов тока;

- селективное блокирование зоны и фазы защиты шин при действии функции контроля дифференциального тока;
- выравнивание токов в плечах защиты без использования промежуточных трансформаторов.

РУ 220 кВ

ВЛ-220 кВ в направлении ПС 220/110/10 кВ «ТМК»

На ВЛ 220 кВ необходимо установить два комплекта цифровых защит, основной и резервный.

Основной комплект содержит следующий набор защит:

- дистанционная направленная защита, имеющая до пяти ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ с автоматической блокировкой (выводом) действия в случаях:
 - 1) исчезновения измеряемого напряжения;
 - 2) качаний в высоковольтной сети;
- токовая направленная защита нулевой последовательности, имеющая до четырех ступеней по току срабатывания при КЗ на землю;
- ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ (аварийная);
- устройство определения места повреждения линии;
- устройство трехфазного АПВ выключателя с контролем синхронизма и отсутствия/наличия напряжения на линии и шинах
- устройство автоматического ускорения действия защит в течение заданного времени при оперативном включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя

Резервный комплект содержит следующий набор защит:

- токовая направленная защита нулевой последовательности, имеющая до четырех ступеней по току срабатывания при КЗ на землю;
- ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ;
- устройство автоматического ускорения действия защит в течение заданного времени при оперативном включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя
- устройство определения места повреждения линии;
- функции управления коммутационными аппаратами
- устройство трехфазного АПВ выключателя с контролем синхронизма и отсутствия/наличия напряжения на линии и шинах

Все вновь устанавливаемые микропроцессорные устройства должны быть интегрированы в систему управления подстанции.

ВЛ-220 кВ в направлении ПС Бухтарминская ГЭС

На ВЛ 220 кВ необходимо установить два комплекта цифровых защит, основной и резервный.

В качестве **основной защиты** в рабочем проекте предусматривается установка дифференциальной защиты линии контролирующей небаланс токов защищаемой зоны линии.

Резервный комплект содержит следующий набор защит:

- токовая направленная защита нулевой последовательности, имеющая до четырех ступеней по току срабатывания при КЗ на землю;
- ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ;
- устройство автоматического ускорения действия защит в течение заданного времени при оперативном включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя
- устройство определения места повреждения линии;
- функции управления коммутационными аппаратами
- устройство трехфазного АПВ выключателя с контролем синхронизма и отсутствия/наличия напряжения на линии и шинах

Все вновь устанавливаемые микропроцессорные устройства должны быть интегрированы в систему управления подстанции.

ШСВ 220 кВ

- двухступенчатая максимальная токовая защита с независимыми выдержками времени, действующая при междуфазных и однофазных КЗ;
- трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности с независимыми выдержками времени, действующая при КЗ на землю;
- устройство автоматического ускорения защит при включении выключателя;
- устройство трехфазного автоматического повторного включения выключателя;
- устройство контроля синхронизма;
- устройство резервирования отказа выключателя.

Дифференциальная защита шин 220 кВ

Микропроцессорное устройство дифференциальной защиты шин имеет следующие функции и особенности:

- оценка соотношений дифференциального и тормозного тока;
- действие устройства на отключение, основанное на трех принципах измерений. Два принципа обуславливаются схемой электрических соединений РУ, а третий охватывает все секции шин независимо от положения разъединителей;
- быстрое отключение повреждения;
- наличие мероприятий, предотвращающих ложные отключения при внешних КЗ и насыщении трансформаторов тока;
- селективное блокирование зоны и фазы защиты шин при действии функции контроля дифференциального тока;
- выравнивание токов в плечах защиты без использования промежуточных трансформаторов.

ПС Бухтарминская ГЭС

Новая ВЛ-220 кВ в направлении РУ 220 кВ

На ВЛ 220 кВ необходимо установить два комплекта цифровых защит, основной и резервный.

В качестве **основной защиты** в рабочем проекте предусматривается установка дифференциальной защиты линии контролирующей небаланс токов защищаемой зоны линии.

Резервный комплект содержит следующий набор защит:

- токовая направленная защита нулевой последовательности, имеющая до четырех ступеней по току срабатывания при КЗ на землю;
- ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ;
- устройство автоматического ускорения действия защит в течение заданного времени при оперативном включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя
- устройство определения места повреждения линии;
- функции управления коммутационными аппаратами
- устройство трехфазного АПВ выключателя с контролем синхронизма и отсутствия/наличия напряжения на линии и шинах

Все вновь устанавливаемые микропроцессорные устройства должны быть интегрированы в систему управления подстанции.

Существующие ВЛ 220 кВ в направлении РУ 220 кВ

Для обеспечения селективной защиты предлагается доукомплектовать существующие защиты полукомплектами дифференциальной защиты линии контролирующей небаланс токов защищаемой зоны линии.

Общие требования

Все рекомендуемые к установке терминалы должны иметь дополнительные возможности доступные при местной и дистанционной эксплуатации:

- самотестирование терминалов, проводимое с целью обнаружения внутренних повреждений, которые могут привести к несвоевременному отключению или к неотключению при коротком замыкании;
- запись осциллограмм аварийных режимов (всех измеряемых дискретных значений тока и напряжения; состояния всех логических входов и выходов; сигналов срабатывания и т.д.);
- аварийная сигнализация, выдаваемая всеми функциями защиты и контроля;
- измерения электрических параметров защищаемого элемента;
- отображение данных о состоянии логических входов и выходов;
- удержание / квитирование выходов отключения всех функций защиты и всех логических входов;
- переключение групп уставок;
- регистрация внутренних событий.

Наличие в терминалах последовательных каналов передачи данных обеспечивает возможность передачи информации о текущем состоянии устройств в систему верхнего уровня.

Общее количество устанавливаемых шкафов РЗА приведено ниже в таблице 7.1

Таблица 7.1

№п/п	Наименование подстанции	Количество устанавливаемых шкафов при реконструкции (устройств РЗА), шт.
1	ПС 220/110/10 кВ «ТМК»	9
2	ПС 110/10 «Буденовское 6-7»	12
Итого		21

Схема размещения устройств релейной защиты и автоматики приведена на чертеже №СХ/01-06-2023, лист 5.

8 ПРИНЦИПЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

В данном разделе рассмотрены принципы противоаварийного управления (ПАУ) в связи с усилением схемы выдачи электрической мощности Бухтарминской гидроэнергетического комплекса ТОО «Казцинк».

Существующее противоаварийное управление в рассматриваемом районе предусматривает на ПС Усть-Каменогорская 500 кВ комплекс УВК АДВ, предназначенный для предотвращения нарушения статической устойчивости на связях 500-220 кВ Восточного региона в послеаварийных режимах.

Пусковыми органами (ПО) для УВК АДВ являются сигналы об аварийном отключении ВЛ-500 кВ и автотрансформаторов 500 кВ, формируемые устройствами ФОЛ 500 кВ и ФОАТ 500 кВ: Отключение Л-5370, Отключение Л-551, Отключение Л-5527, Отключение Л-5384, отключение Л-5544, Отключение Л-5384 и Л-5544, Отключение АТ-1 ПС УК, Отключение АТ-2 ПС УК, Отключение АТ-2 и АТ-1 ПС УК.

При получении сигналов от ПО в УВК АДВ вырабатываются управляющие воздействия с учетом имеющейся доаварийной информации. Доаварийной информацией для УВК АДВ ПС Усть-Каменогорская 500 кВ является информация о состоянии контролируемой сети 500 кВ (ремонт/неремонт) и о перетоках активной мощности в контролируемых сечениях.

Сигналы о состоянии ВЛ-500 кВ формируются устройствами ФОЛ, ФОАТ и передаются в УВК АДВ ПС Усть-Каменогорская 500 кВ с удаленных объектов по каналам телемеханики (ТМ), а также поступают непосредственно от УФОЛ и УФОАТ примыкающих ВЛ-500 кВ (Л-5544, Л-5384) и автотрансформаторов (АТ-1 и АТ-2).

Состояние «Ремонт» в УВК АДВ фиксируется при отключении линии с любой стороны, а «Неремонт» - при включении линии с обеих сторон. Наряду с автоматической фиксацией состояния сети в УВК АДВ ПС Семей предусмотрена возможность ручной перестройки ПА на ремонтную или нормальную схему сети.

В комплексе реализована выдача 12 управляющих воздействий: «ОН-1», «ОН-2», «ОН-3», «ОН-4» (отключение нагрузки в Восточном регионе), «АЗГ-1», «АЗГ-2», «АЗГ-3», «АЗГ-4» (автоматическая загрузка генераторов в Восточном регионе), «ОГ-1», «ОГ-2», «ОГ-3», «ОГ-4» (отключение генераторов в Восточном регионе).

На ПС №7 АОПЧ, АОСЧ выполнена на базе устройств КПА-М (Комплекс противоаварийной автоматики многофункциональный), позволяющий фикси-

ровать изменение частоты и действующий как при снижении, так и при повышении частоты. Также на ПС №7 установлена специальная автоматики отключения нагрузки (САОН).

В рамках данной работы на ПС 220 кВ «ТМК» предусматривается переприем команд противоаварийной автоматики от ПРМ Л-2124 («САОН-3», «САОН-2», «САОН-1»), от ПРМ Л-2114 («САОН-3», «САОН-2», «САОН-1», «ОГ-4», «ОГ-2», «ОГ-4+ОГ-1») в проектируемые устройства ПРД по ВЛ 220 кВ ПС ТМК – Новая РУ-220 кВ БГЭС.

На ПС №7 по Л-2014 передавались команды противоаварийной автоматики («ОГ-4», «ОГ-2», «САОН-3», «САОН-1», «АЗГ-4», «АЗГ-3», «АЗГ-2», «АЗГ-1») в сторону Бухтарминской ГЭС, в рамках данной работы Л-2014 разрезается по схеме «заход-выход» на ПС 220 кВ «ТМК», предлагается восстановить передачу команд ПА направлением ПС №7 - ПС ТМК- Новая РУ 220 кВ - БГЭС.

На Бухтарминском гидроэнергетическом комплексе ТОО «Казцинк» на базе терминалов защит и управления 220 кВ REL670 и REC670, реализованы функции противоаварийной автоматики (автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) автоматик разгрузки линии (АРЛ), контроль предшествующего режима (КПР), фиксация отключения линий (ФОЛ)), с действием команд на отключение генераторов (ОГ-1, ОГ-2, ОГ-4). Предлагается на проектируемой линии 220 кВ от Новая-РУ 220 кВ до Бухтарминской ГЭС предусмотреть аналогичные устройства ПА, с действием на отключение генераторов.

Тип и фирма производитель устройств ПА определится при конкретном проектировании.

Схема размещения устройств противоаварийной автоматики приведена на чертеже №СХ/01-06-2023, лист 6.

Ниже в таблице 8.1 приведены устройства ПА

Таблица 8.1 – Новые устройства ПА

№	Место установки	Устройство	Кол-во	Примечание
1.	БГЭС	УФОЛ (устройство фиксации отключения линии)	1	
		АЛАР (автоматика ликвидации асинхронного режима)	1	
		АРЛ (Автоматика разгрузки линии)	1	

9 ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ СРЕДСТВ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

В данном разделе рассмотрены принципы диспетчерского управления, организации каналов связи, передачи телеинформации, учета электропотребления, в связи с усилением схемы выдачи электрической мощности Бухтарминской гидроэнергетического комплекса ТОО «Казцинк».

В рамках данной работы Л-2014 разрезается по схеме «заход-выход» вблизи ПС 220 кВ «ТМК», намечается строительство ПС Новая РУ-220 кВ (далее ПС Новая)

Работой предусмотрена следующая организация диспетчерского управления:

- ПС Новая будет находиться в управлении диспетчера БГЭС МВт и в оперативном ведении диспетчеров филиала АО «KEGOC» РДЦ Восточные МЭС.

Согласно «Руководящим указаниям по выбору объемов информации, проектирования систем сбора и передачи информации в энергосистемах» для ПС Новая должны предусматриваться:

- Основной и резервный телефонные каналы диспетчерской связи подстанции ПС Новая с оперативным персоналом ДП РДЦ Восточные;
- Основной и резервный каналы передачи телеинформации в ДП РДЦ Восточные МЭС;
- Основной и резервный каналы передачи АСКУЭ НДЦ СО РК АО «KEGOC».
- Основной и резервный каналы передачи команд РЗА и ПА.

Подключение, проектируемой ПС Новая, осуществляется к линейным ячейкам ОРУ 220 кВ существующей ПС ТМК, проектируемой ВЛ 220 кВ (2АСПТ-300/66/90км) непосредственно от ПС Новая и ВЛ 220 кВ (2АСПТ-300/66/16км) от места врезки в существующую Л-2014.

Подключение, проектируемой ПС Новая к линейным ячейкам ОРУ 220 кВ существующей ПС БГЭС, осуществляется кабельной линией (ПвПу2гж 1х2500/1 км).

Номера ячеек определить при детальном проектировании.

В проектируемых линейных ячейках 220 кВ ПС ТМК и БГЭС, необходимо предусмотреть установку приборов учета электрической энергии, модулей для передачи данных телеметрии, терминалов РЗА. Все вновь устанавливаемые устройства должны быть аналогичны устройствам, уже существующим на ПС ТМК и БГЭС, для адаптации их с существующим оборудованием.

В рамках данной работы на ПС 220 кВ «ТМК» предусматривается прием команд противоаварийной автоматики от ПРМ Л-2124 («САОН-3»,

«САОН-2», «САОН-1»), от ПРМ Л-2114 («САОН-3», «САОН-2», «САОН-1», «ОГ-4», «ОГ-2», «ОГ-4+ОГ-1») в проектируемые устройства ПРД по ВЛ 220 кВ ПС ТМК – Новая РУ-220 кВ- БГЭС.

На ПС №7 по Л-2014 (№269, Power Link, ПС №7-БГЭС) передавались команды противоаварийной автоматики («ОГ-4», «ОГ-2», «САОН-3», «САОН-1», «АЗГ-4», «АЗГ-3», «АЗГ-2», «АЗГ-1») в сторону Бухтарминской ГЭС. В рамках данной работы Л-2014 разрезается по схеме «заход-выход» на ПС 220 кВ «ТМК», предлагается восстановить передачу команд ПА направлением ПС №7 - ПС ТМК-Новая РУ 220 кВ – БГЭС путем расширения канала, в связи с заходом его на ПС Новая и установкой дополнительного оборудования и новых устройств для передачи данных ПА на ПС Новая. Таким образом, существующие принципы противоаварийной автоматики прилегающей сети 220 кВ сохраняются без изменений.

Организация ВЧ каналов связи.

- ПС ТМК-ПС Новая (проектируемый канал, новая ВЛ ф. «А»);**
- ПС №7 - ПС ТМК-ПС Новая (проектируемый канал, врезка ВЛ в Л-2014);**
- ПС №7- ПС ТМК-ПС Новая (Л-2014 расширение существующего канала связи №269);**
- ПС №7- ПС ТМК-ПС Новая (Л-2014 сохранение существующего канала связи АВС-1, АКСТ-Ц);**
- ПС Новая-ПС №7 (Л-2024);**

Проектируемый ВЧ канал связи (резервный) направлением ПС ТМК-ПС Новая предусматриваются для передачи команд РЗА, ПА, голоса. ВЧ канал связи организуется по проектируемой ВЛ 220 кВ (2АСПТ-300/66/90км, ф. «А» PLC). С организацией переприема данных ПА существующих Л-2114, Л-2024 на ПС ТМК в данный, проектируемый канал связи.

Проектируемый ВЧ канал связи (основной) направлением ПС №7-ПС ТМК-ПС Новая, предусматриваются для передачи команд РЗА, ПА, голоса. ВЧ канал связи организуется по существующей Л-2014 и проектируемой ВЛ 220 кВ (2АСПТ-300/66/16км) от места врезки в существующую Л-2014. На ПС ТМК организовывается переприем данных ПА проектируемого канала связи ТМК-ПС Новая (описан выше).

Также предусматривается расширение существующего канала ВЧ связи по Л-2014 (№269, Power Link, ПС №7-БГЭС) и использование его в качестве резервного канала связи для передачи команд ПА, РЗА, голоса. Предлагается предусмотреть заход данного канала связи на ПС Новая, с установкой дополнительного оборудования (поста ВЧ связи Power Link) и новых устройств для

передачи данных ПА, РЗА на ПС Новая. Таким образом, существующие принципы противоаварийной автоматики прилегающей сети 220 кВ сохраняются без изменений.

Предусматривается сохранение существующего канала связи Л-2014 (ПС 7-БГЭС ф. «С» АВС-1, АКСТ-Ц) путем организации ВЧ обходов на ПС ТМК и ПС Новая.

По Л-2024 предусматривается организация ВЧ канала связи (основной) для передачи данных АСКУЭ, SCADA, голоса направлением ПС Новая-ПС №7, с организацией переприема данных на ПС №7 на существующий канал связи (аренда канала АО «KEGOC») в РДЦ Восточный МЭС.

Тип аппаратуры ВЧ связи и оборудования ВЧ обработки (ВЧ заградители, ВЧ фильтры, ВЧ конденсаторы связи) проектируемых каналов ВЧ связи определяются при детальном проектировании. При проектировании каналов связи предусматривается установка приемопередатчиков команд РЗА и ПА. Тип приемопередатчиков определить при детальном проектировании. Устройства и команды релейной защиты и автоматики и противоаварийной автоматики, подробно рассмотрены и учтены разделах "Принципы выполнения релейной защиты и автоматики" и «Принципы выполнения противоаварийной автоматики».

При детальном проектировании, необходимо обратиться в АО "Энергоинформ" для получения полной информации о возможности организации каналов связи в указанных направлениях, получения актуальной полной информации о существующих ВЧ каналах связи по линии Л-2014 и Л-2024 для принятия технических решений по сохранению их работоспособности;

Обратиться в ТОО "Энергоинформ" для получения подтверждения о возможности расширения существующего канала связи Л-2014 (№ 269 Power Link направлением БГЭС- ПС 7). В рамках данной работы Л-2014 разрезается по схеме «заход-выход» на ПС 220 кВ «ТМК», предлагается восстановить передачу команд ПА в расширенном направлении ПС №7 - ПС ТМК- Новая РУ 220 кВ - БГЭС, путем установки на ПС ТМК и ПС Новая дополнительного оборудования;

Волоконно-оптические каналы связи

ПС ТМК-ПС Новая; ПС Новая- БГЭС.

Проектируемый волоконно-оптический канал связи (основной) направлением ПС ТМК-ПС Новая, предусматривается для передачи данных команд РЗА, ПА голоса. Волоконно-оптический канал связи организуются по проектируемой

ВЛ 2200 кВ (2АСПТ-300/66 / 90 км) по средствам волоконно-оптического кабеля встроенного в грозотрос данной ВЛ.

Также предусматриваются основной и резервный каналы связи, для передачи команд РЗА, организованные по средствам волоконно-оптического кабеля прокладываемого в траншее, совместно с силовым кабелем проектируемой КЛ (ПвПу2гж 1х2500/1 км) направлением ПС Новая-БГЭС.

Конкретный тип кабеля определить при детальном проектировании.

Для расключения оптического кабеля, на ПС 110 кВ Новая, ПС ТМК, БГЭС предусматриваются оптические кроссы. Волоконно-оптические кабели свариваются с диэлектрическими кабелями, в специально установленных для этих целей, оптических муфтах. В здании подстанций кабель следует по кабельным лоткам до оптических кроссов, где он расширяется. При проектировании каналов связи предусматривается установка приемопередатчиков команд РЗА и ПА и установка оптических мультиплексоров, в качестве каналобразующего оборудования на ПС ТМК и ПС Новая. Тип приемопередатчиков РЗА и ПА, модель оптического мультиплексора определить при детальном проектировании.

Аренда IP-VPN каналов связи АО «Транстелеком»

ПС Новая - НДЦ СО РК;

ПС №7 - ДП РДЦ Восточные МЭС.

Для передачи данных АСКУЭ с сервера АСКУЭ ПС Новая в НДЦ СО РК, а также для передачи данных АСКУЭ, SCADA, голоса в ДП РДЦ Восточные МЭС предусматривается, в качестве основного, канал связи организованный через сеть провайдера связи АО «Транстелеком».

Для передачи данных АСКУЭ с сервера АСКУЭ ПС Новая в НДЦ СО РК предусматривается, в качестве резервного, канал связи, организованный через сеть провайдера связи АО «Транстелеком». При организации канала связи предусматривается подключение к сети Internet, для передачи данных АСКУЭ в НДЦ СО РК по FTP протоколу.

Доступ к сети связи АО «Транстелеком» от ПС Новая, осуществляется от оборудования, установленного на Узле связи провайдера в г. Серебрянск. Для осуществления передачи информации провайдером связи организуется «последняя миля» направлением ПС Новая – Узел связи АО «Транстелеком», с установкой оборудования провайдера на ПС Новая для стыковки с сетью АО «Транстелеком».

Передача данных телеметрии, голоса от ПС Новая 50 МВт, в РДЦ Восточные МЭС, осуществляется от оборудования, установленного на Узле связи провайдера в г. Усть-Каменогорск. Для осуществления передачи информации провайдером связи организуется «последняя миля» направлением Узел связи АО

«Транстелеком»- РДЦ Восточные МЭС, с установкой оборудования провайдера в РДЦ Восточные МЭС для стыковки с сетью АО «Транстелеком».

Организацию «последней мили» с установкой оборудования связи в РДЦ Восточные МЭС и ПС Новая осуществляет провайдер связи, способ организации «последней мили» принимается окончательно провайдером связи при детальном проектировании.

При детальном проектировании необходимо получить подтверждение, от выбранного провайдера связи АО «Транстелеком» о возможности организации каналов связи в указанных направлениях.

Система телемеханики.

Для обеспечения ДП РДЦ Восточные МЭС требуемой информацией и организации управления оборудованием в режиме реального времени на ПС Новая организуется система SCADA. Это позволит значительно сократить время ликвидации аварийных событий, повысит качество управления. Задача системы SCADA — быстрота предоставления информации диспетчерам, фиксация событий (по возможности на миллисекундном уровне), что позднее позволит анализировать аварийные ситуации. Тип системы SCADA ПС Новая определить при детальном проектировании. Каналы для передачи данных телеметрии в ДП РДЦ Восточные – основной канал связи, ВЧ канал связи по Л-2024 ПС Новая-ПС №7, с организацией передачи данных через существующую телекоммуникационную сеть АО «KEGOC» (аренда канала) на ПС №7, резервный канал связи, организован через сеть провайдера связи АО «Транстелеком».

Объем телеинформации диспетчерского управления ПС Новая и комплекс технических устройств должен быть выбран с учетом формы оперативного обслуживания ПС Новая, при детальном проектировании, и включать в себя: телесигнализацию (ТС), телеуправление (ТУ) и телеизмерение (ТИТ) основного коммутационного оборудования ПС Новая.

Для передачи объема телеинформации с ПС Новая должна предусматриваться SCADA система, выполняющая функции автоматизированного дистанционного контроля (сбора информации (ТС, ТИТ, мониторинга) и управления коммутационными аппаратами, цифровыми блоками релейной защиты и автоматики (РЗА), а также другими устройствами ПС Новая. Протоколы передачи данных в систему SCADA, с терминалов РЗА и измерительных преобразователей, определить при детальном проектировании. Типы измерительных преобразователей, терминалов РЗА, также определить при детальном проектировании. Основное оборудование, устанавливаемое в проектируемом, серверном шкафу автоматизированной системы управления SCADA, определить при детальном проектировании.

При детальном проектировании необходимо согласовать с РДЦ Восточные необходимый объем передаваемой телеметрии с сервера SCADA ПС Новая на сервера SCADA ДП РДЦ Восточные МЭС.

На ПС Новая предусматривается организация автоматизированного рабочего места (АРМ) диспетчера системы SCADA.

Электропитание шкафа SCADA осуществляется от щита переменного тока 220 В. Предусматривается установка ИБП с аккумуляторными батареями для резервирования электропитания.

Шкаф серверный оборудования системы SCADA должен быть тщательно заземлен, что обеспечивает нормальную работу аппаратуры и безопасность обслуживающего персонала.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)

При проектировании ПС Новая необходимо предусмотреть автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Предусматривается организация сервера АСКУЭ с устройством сбора и передачи данных (УСПД) на ПС Новая.

Сбор данных АСКУЭ осуществляется с приборов учета электроэнергии, установленных на ПС Новая, показания от которых подлежат передачи на сервер АСКУЭ СО РК.

Микропроцессорные счетчики, предназначены для учета активной и реактивной энергии и мощности в трехфазных сетях переменного тока в режиме многотарифности, хранения измерений данных в своей памяти, а также передачи их по цифровым и импульсным каналам связи на диспетчерский пункт АСКУЭ. Счетчики должны иметь высокий уровень защиты коммерческой информации от ошибок и преднамеренных действий. Каждый счетчик обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение физических величин с интервалом 15 минут;
- хранение информации в памяти счетчика;
- защита оборудования, ПО и данных от НСД на аппаратном и программном уровнях (установка паролей, пломб и т.п.);
- диагностика технических средств и ПО;
- конфигурирование и настройка параметров технических средств.

Тип УСПД, программное обеспечение сервера АСКУЭ определить при детальном проектировании. Счетчики электроэнергии подключаются к УСПД по средствам интерфейсного кабеля RS-485. УСПД периодически собирает информа-

цию со счетчиков электроэнергии, хранит ее и передает на сервер АСКУЭ. Далее по расписанию или запросу информация с сервера АСКУЭ ПС Новая передается на сервер АСКУЭ НДЦ СО РК по проектируемым каналам связи. Основной - канал связи, ВЧ канал связи по Л-2024 ПС Новая-ПС №7, с организацией передачи данных через существующую телекоммуникационную сеть АО «KEGOC» (аренда канала) на ПС №7, резервный канал связи, организован через сеть провайдера связи АО «Транстелеком».

Каналы предусматриваются с выходом в Internet, данные передаются по FTP протоколу.

Оборудование сервера АСКУЭ размещается в проектируемом серверном шкафу АСКУЭ, установленном на ПС Новая.

Шкаф АСКУЭ должен быть тщательно заземлен, что обеспечивает нормальную работу аппаратуры и безопасность обслуживающего персонала.

На ПС Новая предусматривается организация автоматизированного рабочего места (АРМ) диспетчера АСКУЭ.

Электропитание шкафа АСКУЭ осуществляется от щита переменного тока 220 В. В шкафу устанавливается ИБП с аккумуляторными батареями для резервирования электропитания.

Перечень основного оборудования для организации средств диспетчерско-технологического управления приведен в таблице 9.1.

Таблица 9.1

№ п/п	Наименование энергообъекта	Наименование оборудования	Ед. изм	Кол-во
1	ПС Новая	Сервер SCADA	шт	1
		Сервер АСКУЭ	шт	1
		АРМ SCADA	к-т	1
		АРМ АСКУЭ	к-т	1
		Источник бесперебойного питания	шт	1
		Маршрутизатор с голосовым шлюзом	шт	2
		Телефонный аппарат	шт	6
		Счетчик электроэнергии	шт	7
		Измерительный преобразователь	шт	8
		Оборудование провайдера связи	к-т	1
		Приемо-передатчик команд ПА	шт	4
		Приемо-передатчик команд РЗА	шт	6
		Аппаратура ВЧ связи	шт	4
		Оборудование ВЧ обработки:		
		ВЧ заградитель	шт	11
		ВЧ конденсатор	шт	11

№ п/п	Наименование энергообъекта	Наименование оборудования	Ед. изм	Кол-во
2	ПС ТМК	Фильтр присоединения	шт	11
		Кросс оптический	шт	3
		Аппаратура ВЧ связи	шт	3
		Оборудование ВЧ обработки:		
		ВЧ заградитель	шт	7
		ВЧ конденсатор	шт	7
		Фильтр присоединения	шт	7
		Телефонный аппарат	шт	3
		Счетчик электроэнергии	шт	7
		Измерительный преобразователь	шт	8
		Приемо-передатчик команд ПА	шт	4
		Приемо-передатчик команд РЗА	шт	4
		Кросс оптический	шт	1
		Оптический мультиплексор	шт	1
3	РДЦ Восточные МЭС г. Усть-Каменогорск	Маршрутизатор с голосовым шлю- зом	шт	2
		Расширение существующего мультимплексора	шт	1
		Оборудование провайдера связи	к-т	1
4	ПС №7	Аппаратура ВЧ связи	шт	2
		Оборудование ВЧ обработки:		
		ВЧ заградитель	шт	2
		ВЧ конденсатор	шт	2
		Фильтр присоединения	шт	2
		Телефонный аппарат	шт	2
		Маршрутизатор	шт	1
		Приемо-передатчик команд ПА	шт	2
		Приемо-передатчик команд РЗА	шт	2

№ п/п	Наименование энергообъекта	Наименование оборудования	Ед. изм	Кол-во
5	БГЭС	Приемо-передатчик команд РЗА	шт	2
		Кросс оптический	шт	2
		Счетчик электроэнергии	шт	1
		Измерительный преобразователь	шт	1

Схема организации каналов связи для передачи голоса, данных АСКУЭ и SCADA приведена на чертеже №СХ/01-06-2023, лист 7.

10 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

При разработке схемы внешнего электроснабжения предусматривались требования по энергосбережению с учётом:

- коммутационной аппаратуры: элегазовых выключателей напряжением 220 кВ, отличающихся от масляных более высокой коммутационной способностью, надёжностью, долговечностью, малым весом, сниженными затратами на их эксплуатацию;

Применения современных систем АСКУЭ, SCADA и телекоммуникационной аппаратуры в соответствии с существующими нормативными требованиями для выявления очагов потерь с целью их ликвидации.

При рассмотрении вариантов электроснабжения выполнялись расчёты режимов и предлагались схемные решения с учётом обеспечения оптимальных режимов работы сетей и минимизации потерь в сетях.

Экономический эффект системы управления электросетевыми объектами достигается за счёт быстрой локализации повреждённых участков и ликвидации аварий, сокращения количества и продолжительности перерывов электроснабжения, уменьшения ущерба от простоев, снижения ежедневных эксплуатационных затрат и затрат на ремонт оборудования, увеличения межремонтных интервалов.

11 ОБЪЕМЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА И ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ

Намечаемые объемы электросетевого строительства и ориентировочные капиталовложения определены для рекомендуемого варианта схемы внешнего электроснабжения.

Стоимостные показатели по электрическим сетям определены по проектам-аналогам с учетом действующих цен на оборудование и строительно-монтажные работы.

В таблице 11.1 приведены объемы и ориентировочные капиталовложения по схеме внешнего электроснабжения.

Таблица 11.1
млн. тенге

Наименование	Ед. ст.	К-во	Стоимость
Капиталовложения (К)			
Линии электропередачи (ЛЭП)			
Двухцепная ВЛ 220 кВ проводом АСПТ/66-300, км	75	112	8400
Кабельная линия 220 кВ проводом ПвПу2гж 1х2500, км	250	1	250
Двухцепная ВЛ 220 кВ проводом АС-500, км	75	5,8	435
Итого по ВЛ			8635
Подстанции (ПС)			
Новая РУ-220 кВ			
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	350	8	2800
То же, с учетом реконструкции			3360
ПС 220 кВ ТМК			
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	350	8	2800
То же, с учетом реконструкции и переходом на другую схему			3640
РУ-220 кВ БГЭС			
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	350	1	350
То же, с учетом реконструкции			420
Итого по ПС			7420
Всего по электрическим сетям			16055
Затраты на СДТУ			950
Затраты на РЗиА			1000
Затраты на ПА			200
Прочие неучтенные затраты (10%)			1800
Всего капиталовложений (с округлением)			20000

Ориентировочные суммарные капиталовложения по схеме внешнего электроснабжения составят предусматриваются в размере **20 млрд. тенге**, которые являются предварительными и требуют уточнения на последующих стадиях проектирования.

12 ВЫВОДЫ

1. Местоположение намечаемого строительства для усиления схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» находится в Восточно-Казахстанской области.

Ситуационный план показан на рисунке 1.



Рисунок 1

2. Баланс мощности по Восточно-Казахстанскому энергорегиону в период до 2034 года приведен в таблице 3.5

Таблица 3.5

МВт

Наименование	2021 г.	2022 г.	2024 г.		2029 г.		2034 г.	
	отчет		прогноз					
			мин	макс	мин	макс	мин	макс
Потребность								
Максимальная электрическая нагрузка (совм.)	1398	1341	1763	1833	2150	2236	2600	2704
Покрытие								
Существующие электростанции								
Установленная мощность	2389	2414	2414	2414	2414	2414	2414	2414
Располагаемая мощность	2267	2267	2267	2267	2267	2267	2267	2267

Таблица 3.5
МВт

Наименование	2021 г.	2022 г.	2024 г.		2029 г.		2034 г.	
	отчет		прогноз					
			мин	макс	мин	макс	мин	макс
Рабочая мощность	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025
Дефицит (-), избыток (+) мощности	627	684	262	192	-125	-211	-575	-679

Баланс мощности по Восточно-Казахстанскому энергорегиону складывается с нарастающими дефицитами, которые могут составить на уровне 2034 года 575 – 679 МВт.

3. По рекомендуемому варианту – предлагается следующий объем электросетевого строительства:

- Строительство Новой РУ-220 кВ по типовой схеме 220-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин) и установкой 8 ячеек с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ ТМК с переводом на другую типовую схему 220-12 (Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин) с расширением на 8 ячеек с элегазовыми выключателями 220 кВ;
- Реконструкция на ОРУ 220 кВ ПС БГЭС с расширением на 1 линейную ячейку с элегазовым выключателем 220 кВ;
- строительство двухцепной линии 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ ТМК проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 90 км;
- строительство двухцепной линии 220 кВ от ПС 220 кВ ТМК до существующей ВЛ 220 кВ Л-2014 присоединением методом захода-выхода проводом марки 2АСПТ-300, ориентировочной протяженностью 16 км;
- строительство кабельной линии 220 кВ от Новой РУ-220 кВ до ОРУ 220 кВ ПС БГЭС проводом марки ПвПу2гж 1х2500, ориентировочной протяженностью 1 км;
- Замена участка на существующей двухцепной ВЛ 220 кВ Л-2114, Л-2124 проводом марки 2АС-300, протяженностью 5,8 км на провод марки 2АС-500.

4. Согласно результатам расчетов пропускной способности электрических сетей величина допустимого перетока в нормальной схеме на уровень 2028 г. определилась в размере $R_{доп}=698$ МВт, в ремонтной схеме отключения Л-2014, Л-2024 $R_{доп}=548$ МВт, в ремонтной схеме отключения Л-2034, Л-

2044/Л-2134, Л-2144 Р_{доп}=619/665 МВт. При одновременном ремонтном отключении Л-2034, Л-2044 и Л-2014, Л-2024 Р_{доп}=491 МВт. В послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Новая РУ-220 кВ – ТМК при ремонте Л-2014, Л-2024 Р_{доп}=450 МВт.

Таким образом, ограничение генерации в ремонтных, п/ ав режимах не выявилось. Перечень расчётов приведён ниже в таблице 5.1

Анализ проведенных расчетов на уровень нагрузок 2028 г. показал, что в нормальном режиме зимнего максимума загрузка электрических сетей 110 кВ и выше и уровни напряжения на шинах ПС рассматриваемого района в целом находятся в допустимых пределах.

Результаты режимов приведены в приложении Б.

Анализ выполненных расчетов динамической устойчивости позволяет сделать следующие выводы:

- При рассмотренных нормативных возмущениях II группы поведение генераторов устойчиво;

- АР выявлен в следующих аварийных возмущениях III группы:

- 2) трехфазное КЗ на одной из ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС – ПС 7 со стороны Бухтарминской ГЭС, с отключением сетевого элемента действием УРОВ (приложение В, расчет 4).

По результатам расчетов компенсации реактивной мощности следует, что установки компенсирующих устройств не требуется.

5. Токи короткого замыкания на шинах ПС рассматриваемого района находятся в допустимых пределах.

6. Рассмотрены принципы выполнения релейной защиты и линейной автоматики, противоаварийной автоматики, а также организации средств диспетчерского и технологического управления.

7. Ориентировочные суммарные капиталовложения по схеме внешнего электроснабжения предусматриваются в размере **20 млрд. тенге**, которые являются предварительными и требуют уточнения на последующих стадиях проектирования.

ПРИЛОЖЕНИЯ

«УТВЕРЖДАЮ»
Управляющий директор по
эксплуатации и капитальному
строительству

Атакулов Е.Т.
(подпись)
« 27 » 01 2023г.

Техническое задание
на разработку усиления схемы выдачи электрической мощности
БГЭК ТОО «Казцинк»

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
1. Наименование работ и месторасположения объекта	1.1 Разработка усиления схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк». 1.2 Республика Казахстан, Восточно-Казахстанская область.
2. Основание для разработки	2.1 Реализация проекта «Реконструкция ВЛ 220-500 кВ филиалов АО «KEGOC» «Акмолинские МЭС», «Восточные МЭС», «Северные МЭС» и «Центральные МЭС». 2.2 Особенностью электрической схемы ВКО является наличие в области мощных гидроэлектростанций, обеспечивающих регулирование графика нагрузки всех потребителей электроэнергии РК. При этом, выдача мощности Бухтарминской ГЭС (далее – БГЭС) и Усть-Каменогорской ГЭС (далее – УКГЭС) в ЕЭС РК осуществляется по двухцепным линиям электропередач Л-2014/Л-2024 и Л-2034/Л-2044, подлежащим реконструкции. 2.3 Одновременный длительный вывод в ремонт для реконструкции Л-2014/Л-Л-2024 приведет к полной потере регулировочного диапазона БГЭС, а также ограничению мощности станции в многоводные месяцы, и соответственно, необходимости холостых сбросов воды через гидроузел.

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	2.4 Одновременный длительный вывод в ремонт для реконструкции Л-2034/Л-2044 приводит к уменьшению суммарного регулировочного диапазона БГЭС и УКГЭС с +/-400МВт до +/-100МВт. Ущерб РК, только за счет снижения регулировочного диапазона этих станций, и соответственно, увеличению закупок услуг по регулированию у РФ, может быть оценен, в зависимости от длительности работ, в 20 и более млрд. тенге.
3. Стадийность проектирования	Внестадийные проработки.
4. Цель	4.1 Разработать усиление схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» в электрические сети 110-220 кВ с определением объемов сетевого строительства и реконструкции действующих электрических сетей, для обеспечения возможности вывода в ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014/Л-2024, Л-2034/Л-2044, Л-2134/Л-2144 и реализации проекта «Реконструкция ВЛ 220-500 кВ филиалов АО «KEGOC» «Акмолинские МЭС», «Восточные МЭС», «Северные МЭС» и «Центральные МЭС» без ограничения диапазона выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк» и других станций региона. 4.2 В соответствии п.11 Правил пользования электрической энергией согласовать усиление схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» со всеми заинтересованными субъектами с последующим согласованием АО «KEGOC».
5. Основные требования к инженерному оборудованию	Технические и эксплуатационные характеристики устанавливаемого оборудования должны соответствовать требованиям стандартов и норм Республики Казахстан.

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
6. Выделение очередей, в том числе пусковых комплексов и этапов.	Не требуется.
7. Требования к выполнению работ и ее результатам	7.1 Анализ существующего состояния электрических нагрузок и электрических сетей района размещения БГЭК ТОО «Казцинк» и перспектива их развития: 1) анализ работы существующих электрических сетей и электрических подстанций; 2) пригодность и состояние линий электропередачи и электрических подстанций; 3) необходимость в ремонтах и модернизации; 4) анализ региональных резервных мощностей; 5) принадлежность объектов различным собственникам; 6) перспектива развития с приведением карты-схемы и принципиальной схемы соединений существующих электрических сетей рассматриваемого района; 7) анализ других факторов, важных для обеспечения безопасной и надежной выдачи мощности. 7.2 Электрические нагрузки и источники их покрытия. Балансы мощности. 1) основные показатели рассматриваемого района (уровни электропотребления и электрических нагрузок, балансы электроэнергии и мощности). 2) отчетные балансы (при наличии - динамика за ряд лет) и разработка балансов на перспективу 2024-2034 гг. 7.3 Обоснование схемы выдачи мощности. 1) выполнение не менее двух вариантов усиления схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» с представлением карты-схемы и принципиальной схемы соединений электрических сетей по вариантам.

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	2) При разработке вариантов учесть необходимость: - усиления и реконструкции, существующих ЛЭП, строительство новых ЛЭП с подключением к различным подстанциям региона (ПС №7, ПС ТМК, ПС 500 кВ Усть-Каменогорская и др.); - реконструкции РУ ПС, в том числе с переходом на другие схемы РУ; - согласования с контролирующими (регулирующими) органами; 3) представленные варианты должны быть технически сопоставимыми и обеспечивать требуемую пропускную способность, уровни напряжения в нормальных и послеаварийных режимах, требуемую надежность выдачи мощности. 4) выполнить расчеты потерь электроэнергии и по рекомендуемому варианту и оценку их влияния на выбор рекомендуемого электросетевого строительства. 7.4 Электрические расчеты (для рекомендуемых вариантов в работе должны быть проведены расчеты пропускной способности характерных сечений, расчеты потокораспределения и уровней напряжения для нормальных и наиболее характерных послеаварийных режимов). 1) оценка пропускной способности во всех точках (при необходимости). расчеты нормальных, послеаварийных режимов. 2) расчеты токов короткого замыкания с анализом достаточности отключающей способности выключателей на подстанциях, примыкающих к рассматриваемым ВЛ и КЛ. По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования на БГЭК ТОО «Казцинк», а также оборудования на энергообъектах прилегающей сети. 3) анализ перспективных режимов работы электрических сетей необходимо рассматривать на полное развитие с учетом динамики изменения электрических нагрузок энергорайона для режимов зимних максимальных нагрузок (при необходимости летних минимальных нагрузок).

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	4) на основании анализа расчетов должен быть определен рекомендуемый вариант усиления схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк». 5) для рекомендуемого варианта усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк» в работе должны быть выполнены расчеты статической и динамической устойчивости для нормальных и ремонтных схем на этап 2023-2028 годы. 7.5 Энергосбережение. Вопросы применения энергосберегающих технологий при сооружении объектов схемы выдачи мощности. 7.6 Принципы выполнения релейной защиты (далее - РЗА) противоаварийной автоматики. 1) разработать принципы выполнения релейной защиты и противоаварийной автоматики (далее - ПА), с учётом влияния на динамическую и статическую устойчивость электрических сетей рассматриваемого района. 2) разработать основные технические решения по оснащению устройствами РЗА и ПА и при необходимости расширению существующих комплексов РЗА и ПА на всех рассматриваемых энергетических объектах. При проектировании выполнить расчёт уставок вновь устанавливаемых устройств РЗА и ПА, определить расчётом необходимость и при необходимости, произвести перерасчёт уставок РЗА и ПА прилегающей сети. 3) разработать новые или предусмотреть расширение существующих систем управления и мониторинга (СМиУ), регистраторов аварийных событий (РАС).

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	4) Предусмотреть организацию новых, модернизацию и расширение существующих каналов передачи команд РЗА и ПА, телеинформации о состоянии оборудования и режима с установкой при необходимости панелей выходных реле приемников и передатчиков ПА. Учесть необходимость резервирования каналов передачи команд РЗА и ПА, телеинформации о состоянии оборудования и режима. 5) При разработке комплексов РЗА, ПА, СМиУ, передачи команд РЗА и ПА, телеинформации о состоянии оборудования и режима руководствоваться необходимостью обеспечения надежности их функционирования в различных режимах работы энергосистемы. 7.7 Принципы организации средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ), принципы организации автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). В работе для рекомендованного варианта усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк», разработать основные технические решения по организации автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), организации диспетчерских каналов связи каналов передачи данных. 7.8 Определить объемы сетевого строительства с целью реализации усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк». Объемы электросетевого строительства и укрупненный расчет капиталовложений для рекомендуемого варианта усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк», включая ориентировочные затраты на оборудование РЗА, ПА, АСКУЭ, СДТУ.

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	7.9 Работа должна быть выполнена в объеме, соответствующем требованиям Электросетевых правил РК и достаточном для получения разрешения на подключение/изменение схемы внешнего электроснабжения от всех затрагиваемых субъектов и предоставлена на согласование в АО «KEGOC». 7.10 В работе должна быть проведена проработка вариантов прохождения трасс линий электропередачи для рекомендуемого варианта усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк», определен объем строительства электрических сетей с указанием протяженности ВЛ, типа и характеристик проводов, грозозащитных тросов, опор, фундаментов, изоляции, количества и характеристик оборудования ПС. 7.11 Выполнить сбор топографических, геологических, гидрологических, метеорологических сведений о пересекаемых сооружениях, водных преградах, сельскохозяйственных, лесных угодьях и особо охраняемых территориях по выбранному прохождению трассы ВЛ и расширению площадок ПС: 1) выполнить камеральную разработку трасс ВЛ и площадок ПС, с последующим согласованием трассы ВЛ и площадок ПС с заинтересованными организациями и государственными надзорными органами в соответствии с нормативно правовыми актами Республики Казахстан при выборе места размещения объекта (управление транспорта, архитектуры, жилищно-коммунальные хозяйства, бассейновые инспекции, экология, геология и недропользование, авиаотрядами, археология, лесхоз и т.д.).

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	2) получить решения местного исполнительного органа о резервировании и предоставлении земель для проектирования и строительства выбранных трасс ВЛ и расширению площадок ПС на землях города и других населенных пунктов в соответствии с утвержденной градостроительной документацией города или населенного пункта, в том числе и с разработчиком градостроительной документации. 3) выполнить предварительную трассировку трассы ВЛ и площадок ПС на картографических материалах регионального научно-производственного центра земельного кадастра с предоставлением предварительной экспликации земель. 4) выполнить обследование трасс и площадок ПС в натуре и представить результаты обследования Заказчику. 5) предусмотреть затраты на отвод земельных участков, необходимые для начала проектных работ, строительства и эксплуатации ВЛ и ПС (выбор и согласование трасс ВЛ и площадок ПС, оплата потерь сельскохозяйственного производства, аренда, постоянное землепользование, возмещение убытков собственникам земельных участков, возмещение убытков лесохозяйственного производства, вырубка просек). Оценку затрат выполнить на основании материалов филиалов НАО «Государственная корпорация «Правительство для граждан», решений местных государственных органов (баллы бонитетов) и аналогичных проектов. 6) исключить прохождение трасс ВЛ и площадок ПС по землям особо охраняемых территорий, военных и других полигонов.

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	7) учесть уровень грунтовых вод и открытых водных источников вдоль проектируемых трасс ВЛ и площадок ПС, затрудняющие их обслуживание, при рассмотрении трассы прохождения проектируемых ВЛ. Предусмотреть в технических решениях альтернативные варианты прокладки трасс ВЛ и площадок ПС, либо технические решения, позволяющие обеспечить подъезд к ВЛ для обслуживания. В случае невозможности предусмотреть вынос трассы ВЛ из зоны подтопления, либо из вариантов предусмотреть наиболее экономический эффективный вариант трассировки ВЛ в зоне затопления. 8) представить каталог предварительных координат углов трасс ВЛ и площадок ПС в системе координат WGS-84, по итогам камеральной и натурных работ по выбору трассы ВЛ и площадок ПС. 9) определить количество восстановления (рекультивация) нарушенных земель плодородного слоя, площади временного отвода земель на период строительства и в постоянное отчуждение земель (по видам угодий). 10) предусмотреть варианты решения вопроса транспортировки грузов со станции разгрузки (транспортные схемы). 7.12 Выполнить сбор сведений о пересекаемых сооружениях, водных преградах, сельскохозяйственных, лесных угодьях и особо охраняемых территориях по выбранному прохождению трассы ВЛ. 7.13 Получить согласование владельцев инженерных сооружений и другими чьи интересы затрагивает строительство выбранных трасс ВЛ и расширение площадок ПС. (линии электропередачи, газопроводы, водопроводы, линий связи и т.д.).

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	7.14 Необходимо проведение экологической оценки, в соответствии с Экологическим Кодексом РК № 400-VI от 2 января 2021 года и Инструкцией по организации и проведению экологической оценки № 280 от 30 июля 2021 года. Необходима подача заявления о намечаемой деятельности в целях проведения скрининга. По результатам заключения скрининга будут получены выводы о необходимости или отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) и их мотивированное обоснование.
8. Содержание и состав работы	8.1 Анализ существующего состояния электрических нагрузок и электрических сетей района размещения БГЭК ТОО «Казцинк» и перспектива их развития, анализ баланса мощности. 8.2 Характеристика действующей схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк». 8.3 Характеристики перспективных балансов мощности региона. 8.4 Разработка вариантов усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк». 8.5 Результаты расчетов режимов для разработанных вариантов усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк». 8.6 Техничко-экономическое сравнение вариантов усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк». 8.7 Результаты расчетов токов к.з. для рекомендуемого варианта усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк». 8.8 Результаты расчетов статической и динамической устойчивости для рекомендуемого варианта усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк».

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	8.9 результаты анализа реактивной мощности. Рекомендации по компенсации реактивной мощности. 8.10 Анализ существующих систем РЗА, ПА, АСКУЭ, основные технические решения по оснащению оборудованием. 8.11 Структурная схема сбора и передачи технологической информации. 8.12 Принципиальная схема электрических соединений. 8.13 Карта-схема электрической сети для рекомендуемого варианта усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк». 8.14 Капитальные затраты на реализацию рекомендуемого варианта усиления схемы выдачи мощности БГЭК ТОО «Казцинк». 8.15 В соответствии с п. 11 Правил пользования электрической энергией согласовать «Усиление схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО «Казцинк» со всеми затрагиваемыми субъектами с последующим согласованием АО «KEGOC».
9. Исходные данные (предоставляются Заказчиком по запросу)	9.1 Технические параметры, характеристики основного оборудования филиала АО «KEGOC» «Восточные МЭС». 9.2 Технические спецификации учета электроэнергии и телеизмерения АО «KEGOC» «Восточные МЭС». 9.3 Основная схема соединения региона. 9.4 Технические параметры, характеристики основного оборудования, не принадлежащие филиалу АО «KEGOC» «Восточные МЭС» запросить у собственников, соответствующих энергообъектов.
10. Сроки выполнения работ	В соответствии с графиком выполнения работ.
11. Порядок проведения приемки результатов работы, согласование	11.1 Результаты работы должны быть согласованы с заказчиком и иными затрагиваемыми субъектами.

Наименование	Основные данные, требования и объемы работ
	11.2 Документация передается Заказчику на бумажном носителе (3 экземпляра) и электронном носителе (CD/DVD, 1 экземпляр) на русском языке в формате Microsoft Word (текстовая документация), Microsoft Excel (табличная документация), Adobe Acrobat*.pdf. Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat*.pdf с пофайловым разделением страниц.
12. Проектная организация	Определяется на конкурсной основе
13. Заказчик	АО «КЕГОС».

Директор Департамента эксплуатации



Б. Арыстанов

Директор Департамента
капитального строительства



М. Есенгулов

Директор Департамент релейной защиты
и автоматизации подстанций



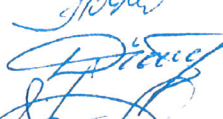
А. Нурутдинов

Директор Департамента охраны труда
и производственной безопасности



Н. Аппаков

Директор Департамента развития НЭС



Ж. Дюсенов

Директор филиала НДЦ СО

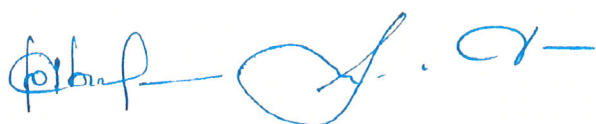


Е. Шинасилов

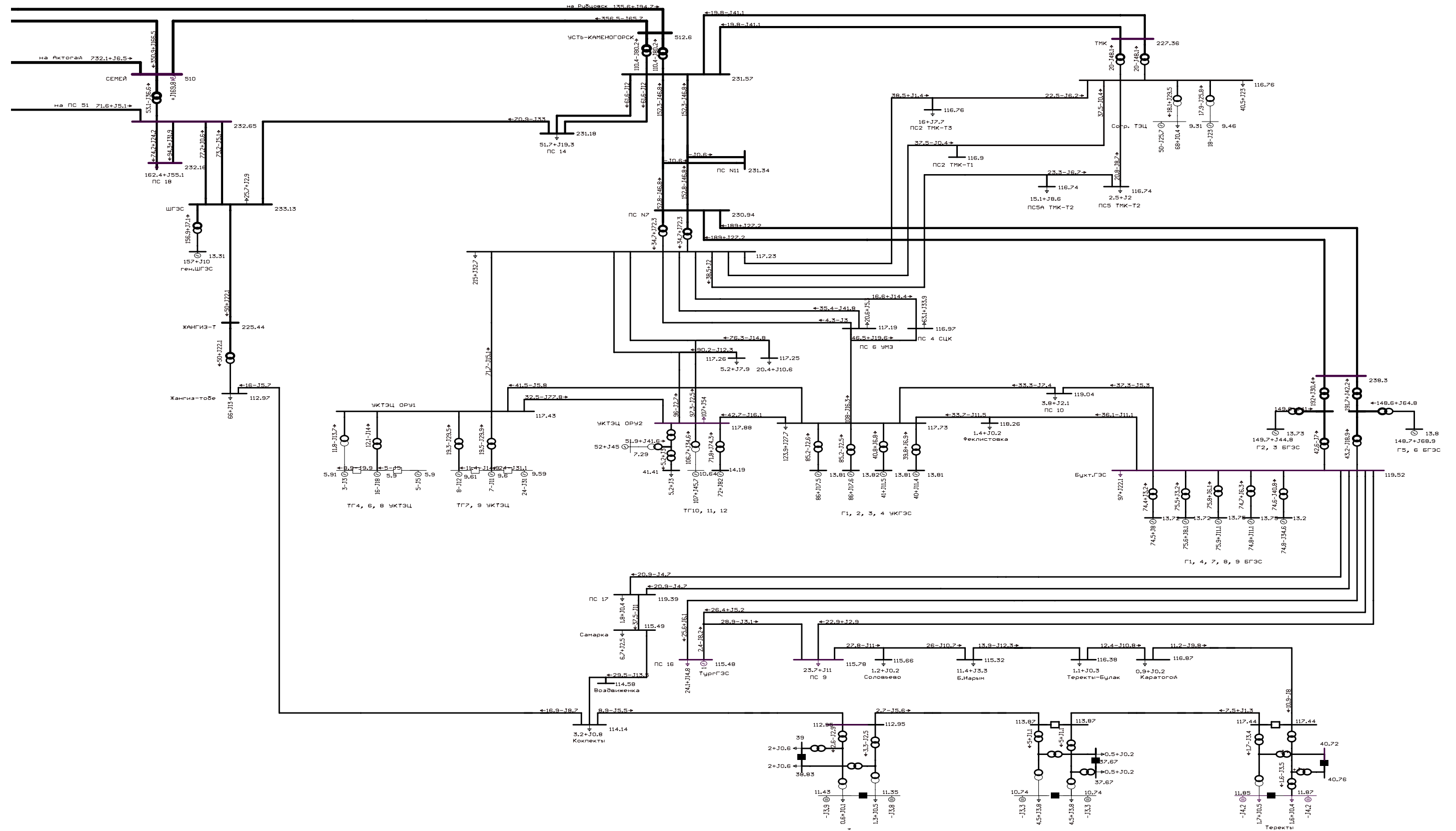
Главный инженер
филиала Восточные МЭС



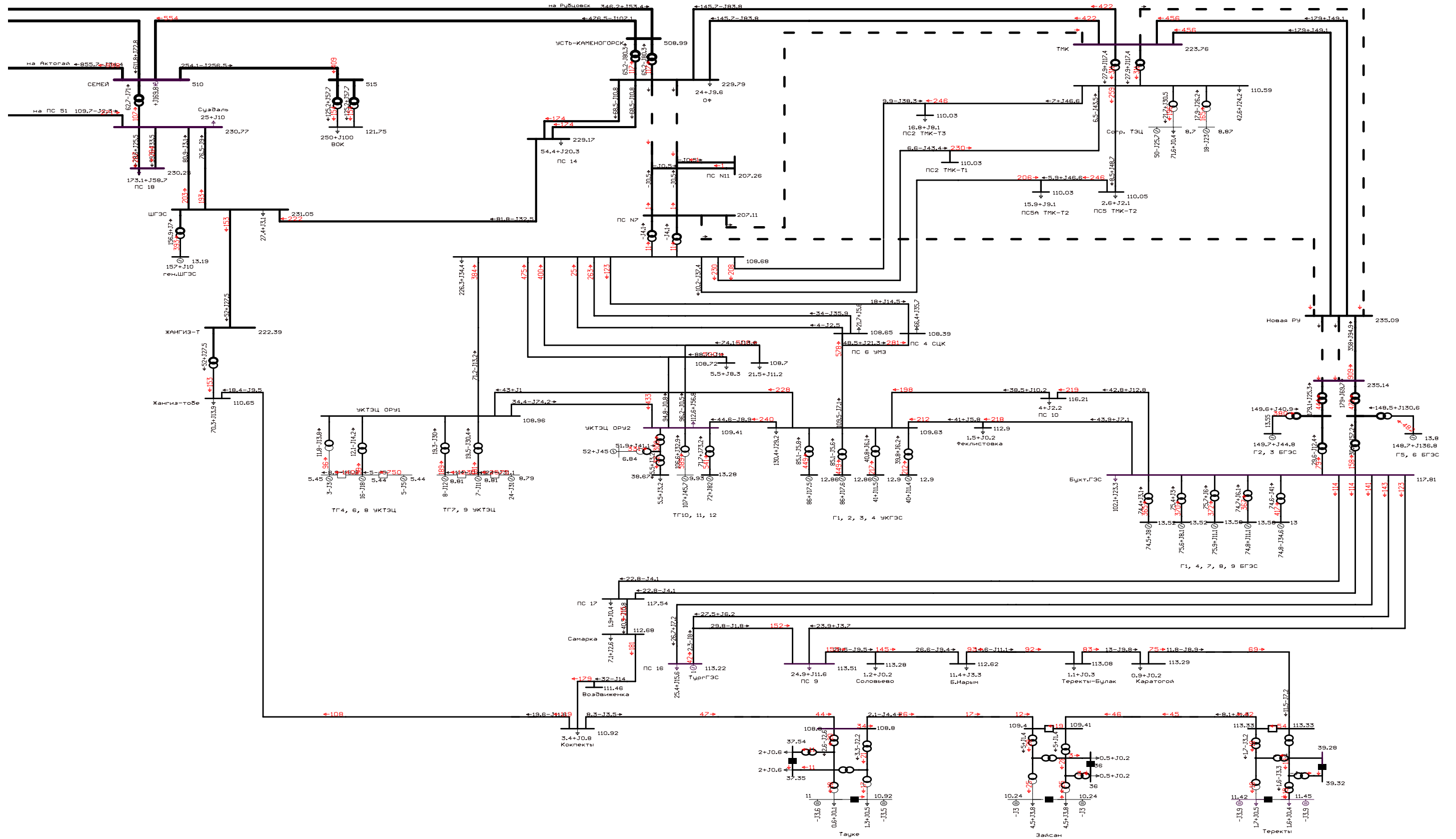
А. Запольский



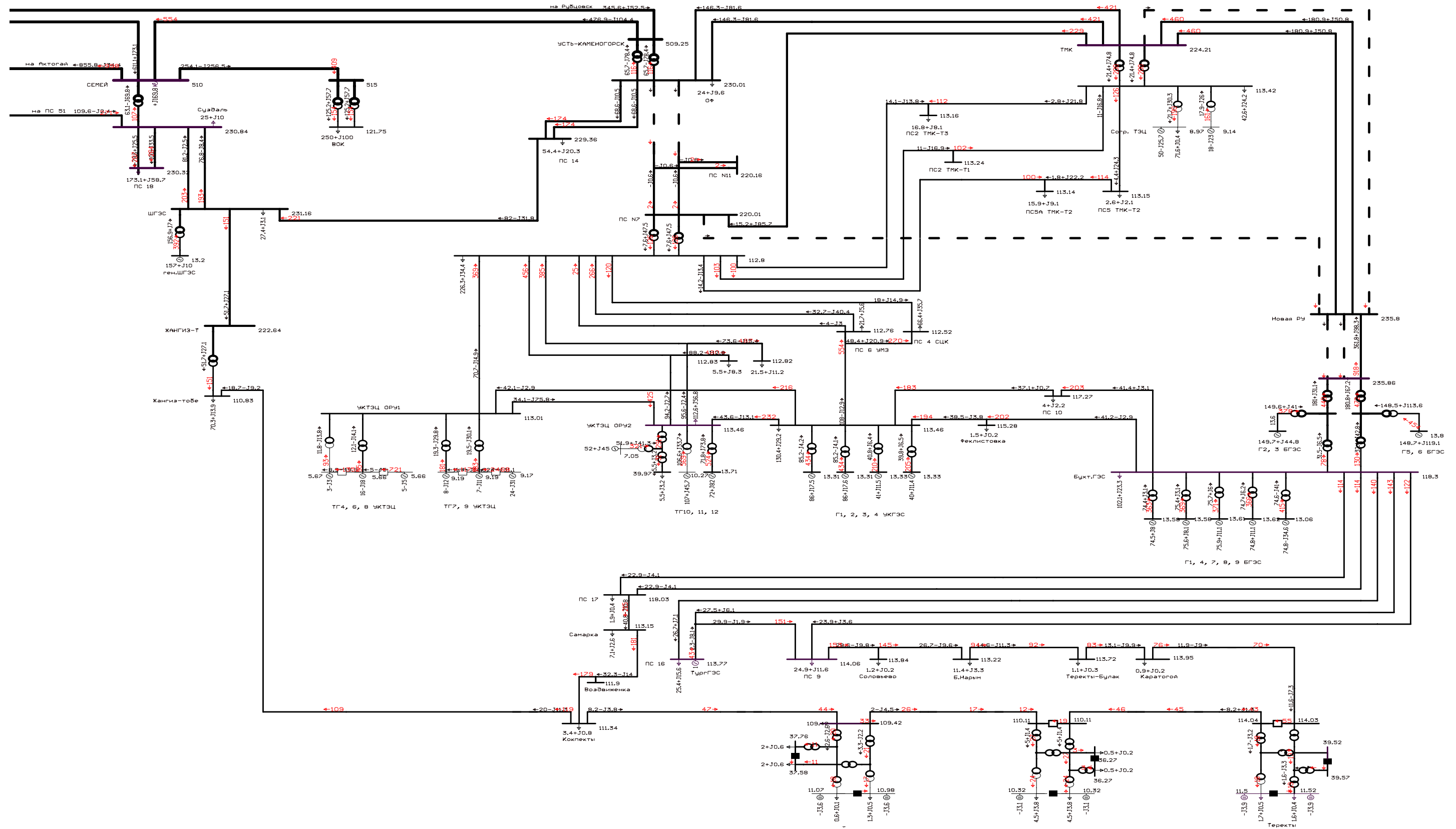
Нормальный режим с учетом схемы потокораспределения 23.12.2022 19:00, предоставленный филиалом ВМЭС



Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г.
Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044

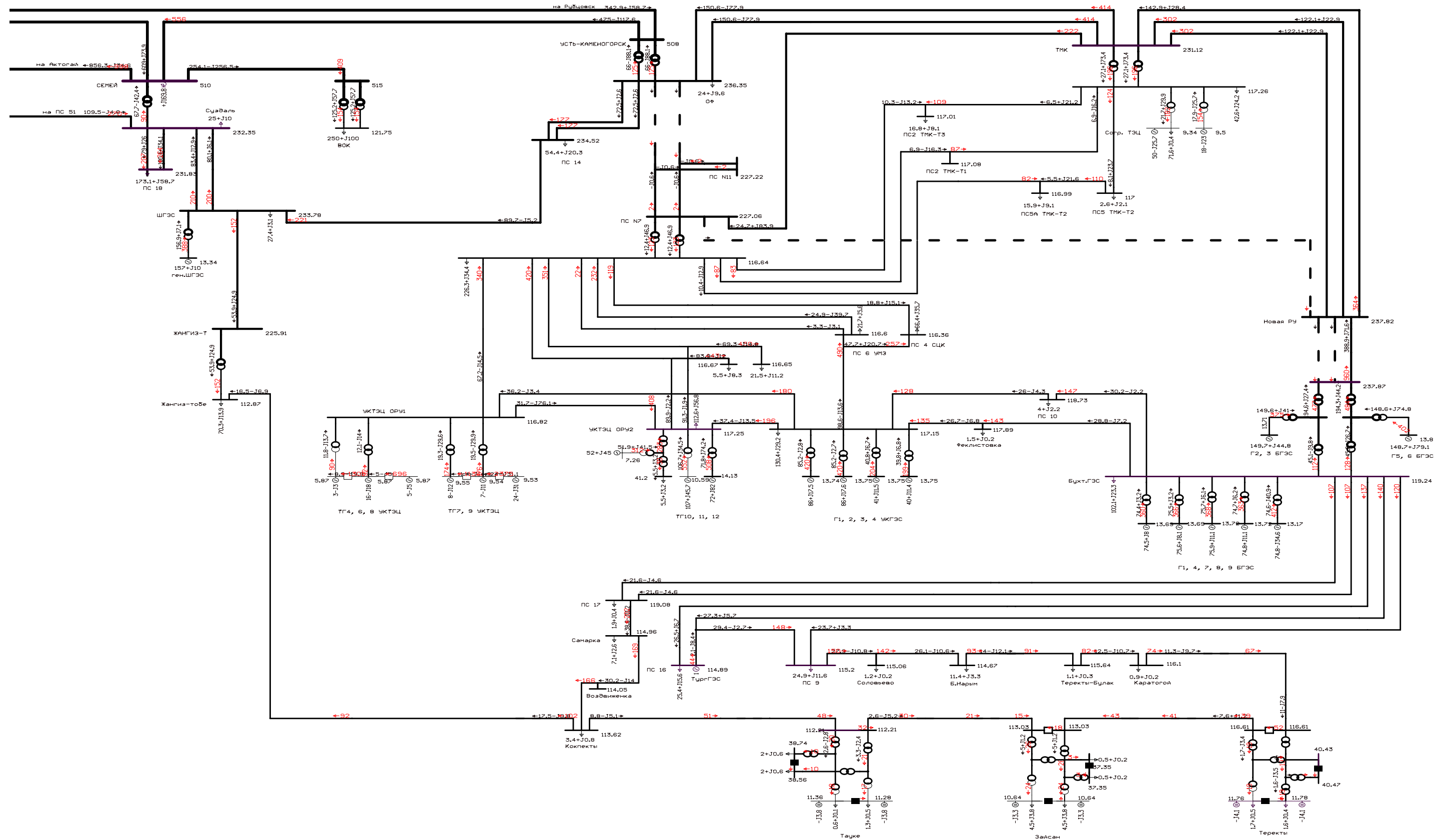


Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г.
Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044, ввод ВЛ 220 кВ ПС ТМК – ПС №7

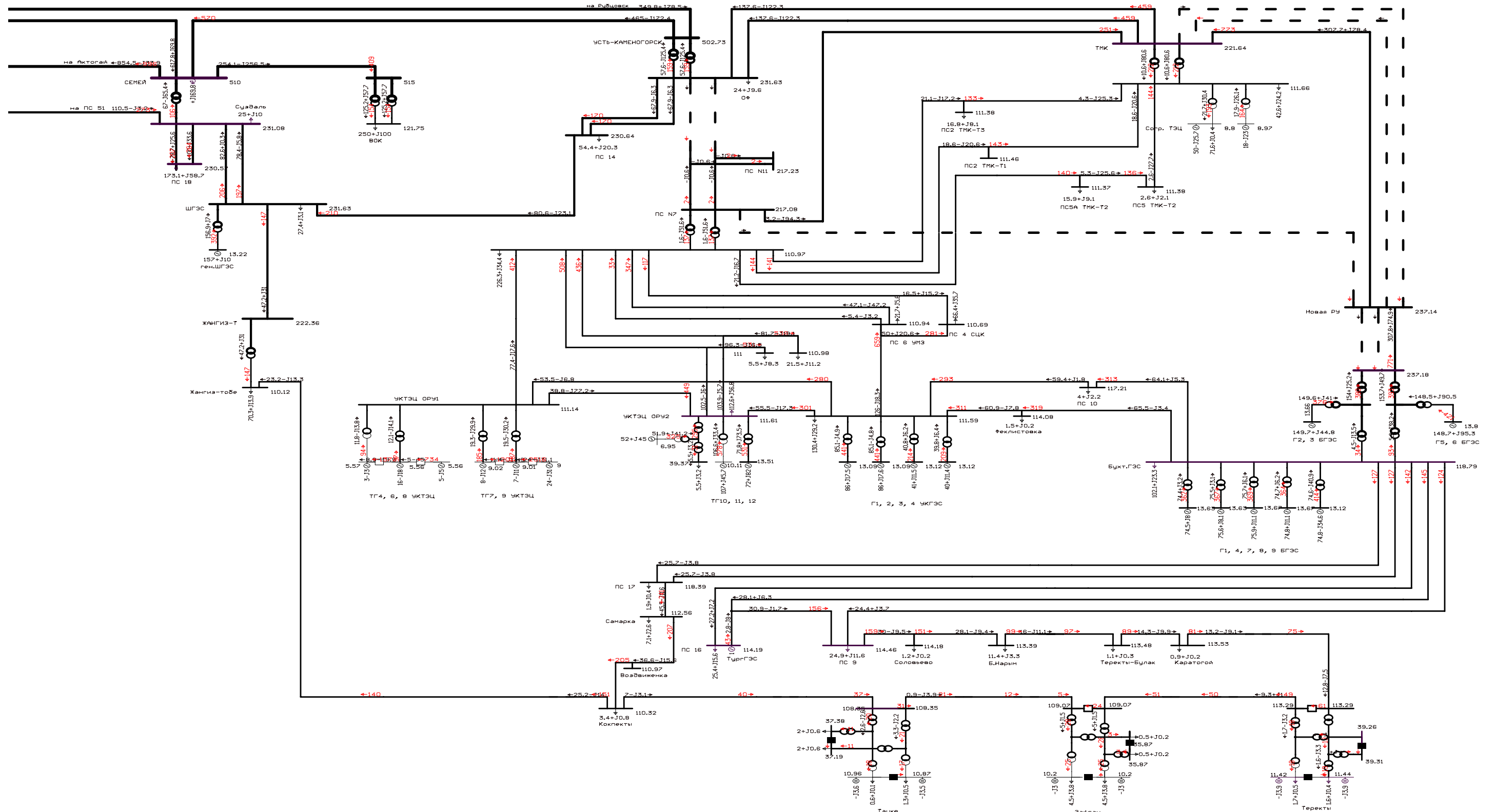


Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г.

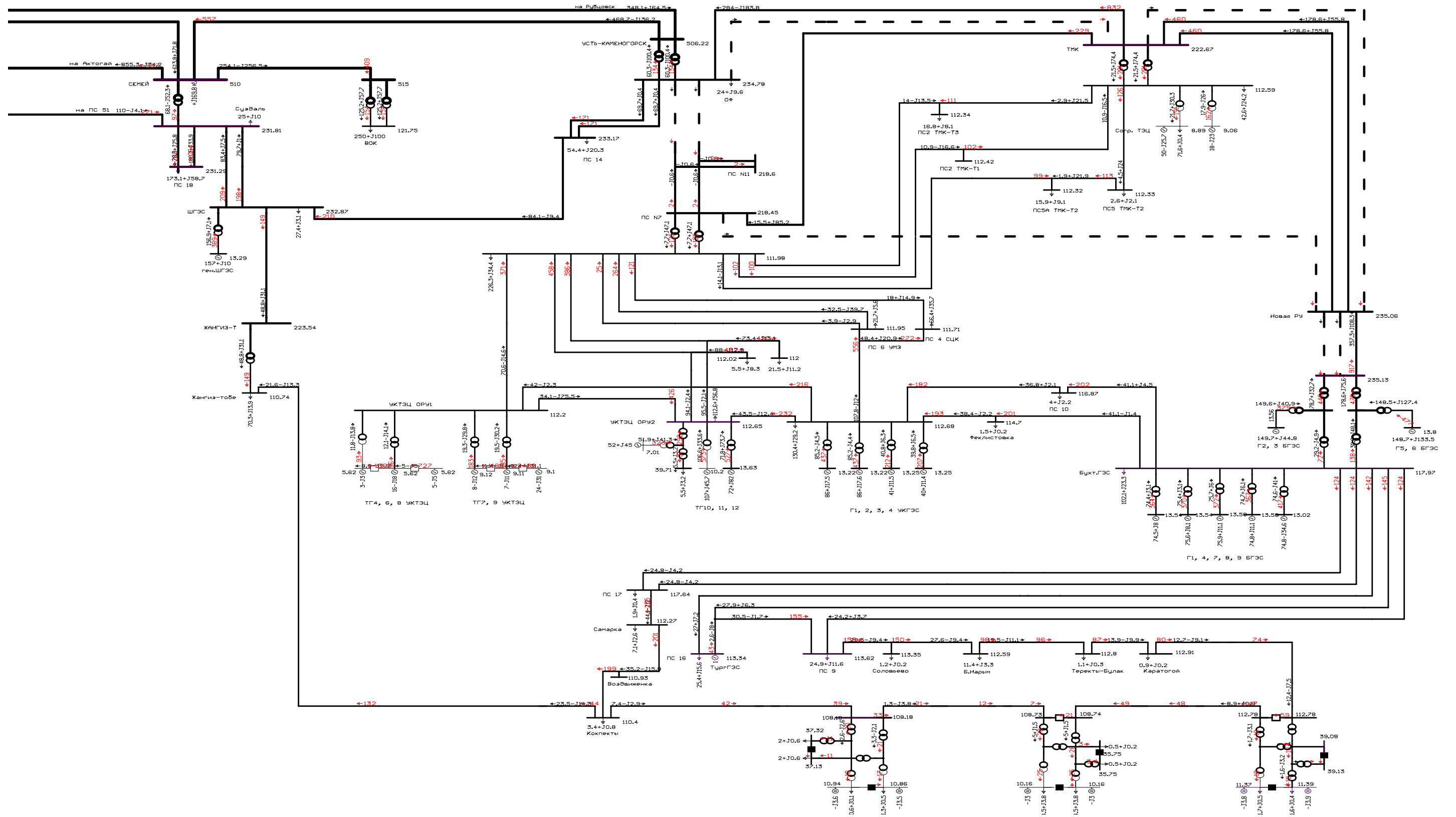
Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044, ввод ВЛ 220 кВ ПС ТМК – ПС №7 и ВЛ 220 кВ ПС ТМК – Новая РУ 220 кВ



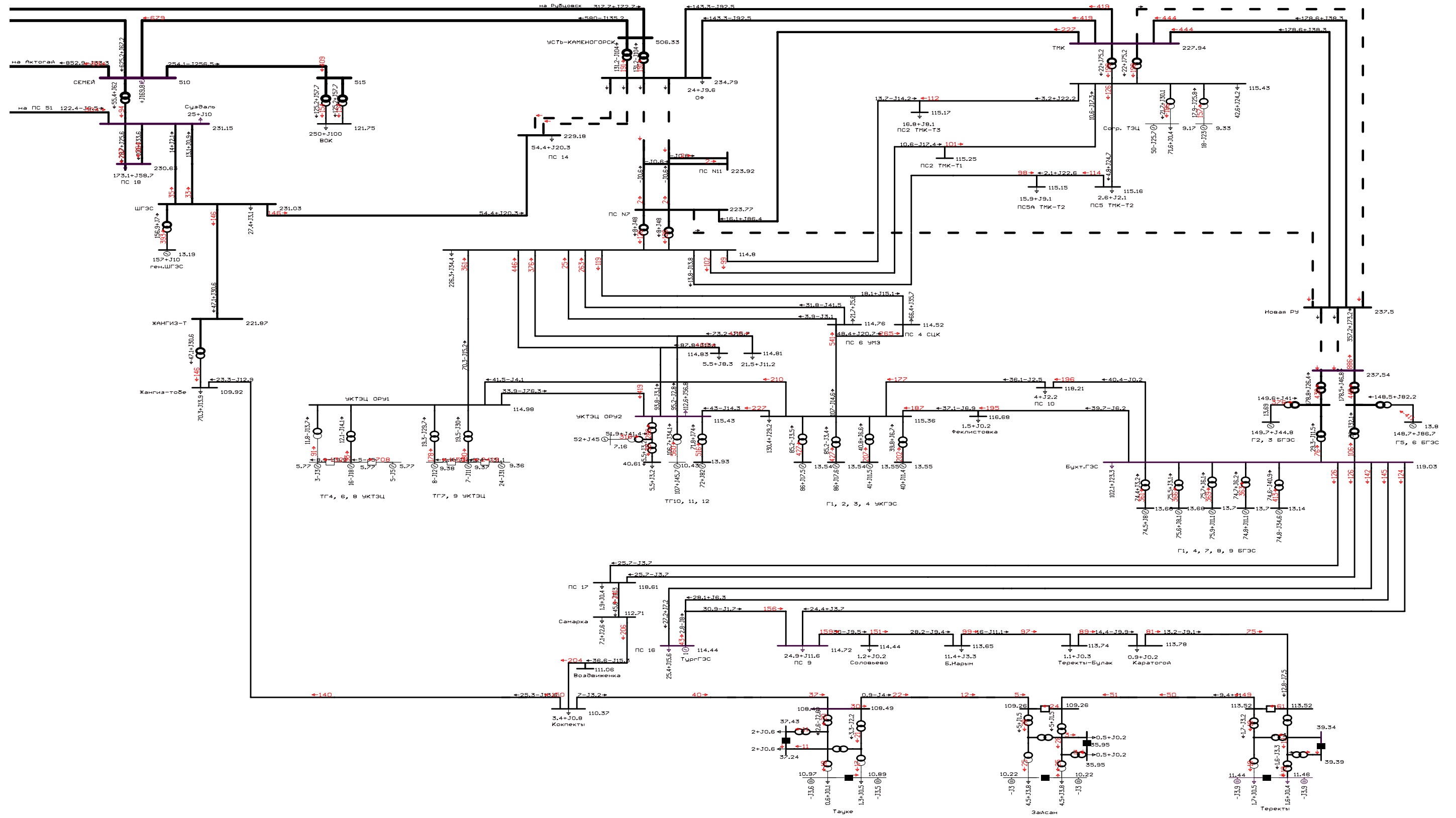
Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г.
Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044
Отключение две цепи ВЛ 220 кВ ПС ТМК – Новая РУ 220 кВ



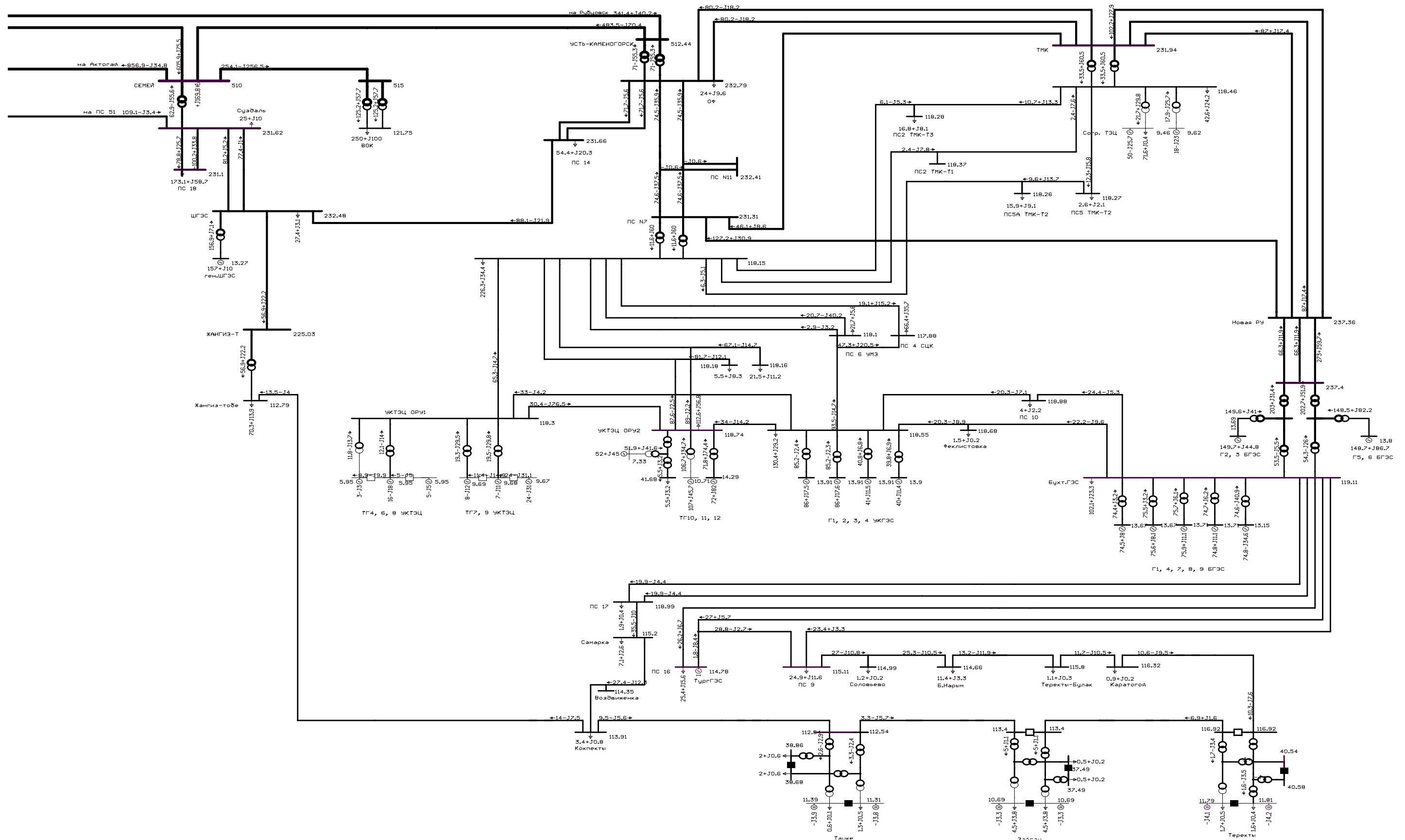
Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г.
Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044
Отключение одной цепи ВЛ 220 кВ ПС ТМК – ПС 500 Усть-Каменогорск



Ремонтный режим зимнего максимума на уровень 2028 г.
Ремонт ВЛ 220 кВ Л-2014, Л-2024, Л-2034, Л-2044
Отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Л-2134, Л-2144



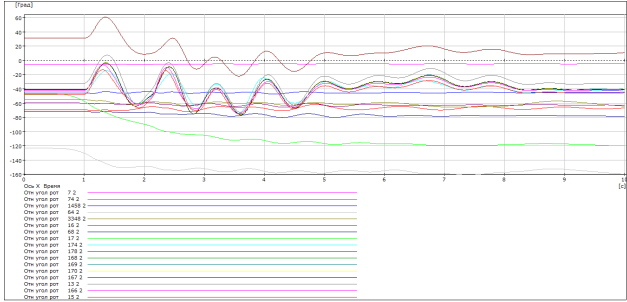
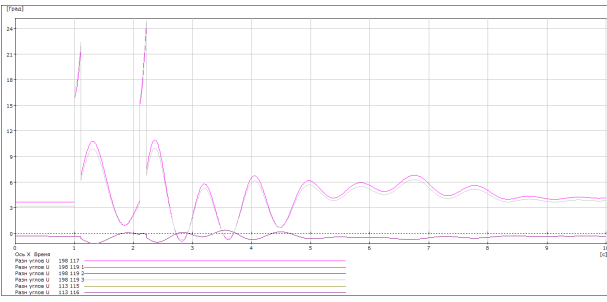
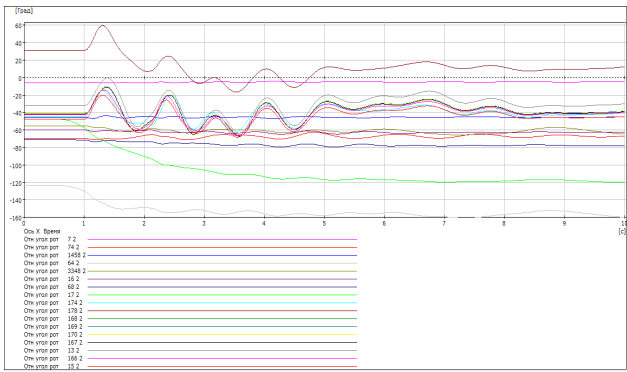
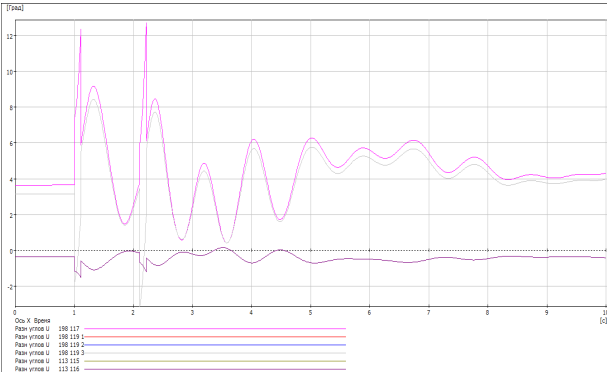
Полная схема. Нормальный режим зимнего максимума на уровень 2028 г.



Результаты расчетов динамической устойчивости
Схема электрических сетей на уровень 2028 г.

№ Р-Р.	Характеристик а исх. режима	Описание расчетног о возмущен ия	Место повреждения	Характер переходного процесса (примечания)	Графики изменения углов роторов генераторов ЕЭС	Графики изменения разности углов напряжения по концам электропередачи в сети 220 кВ
1	Нормальная схема	$K^{(3)}$ ($t_{кз}= 0,11$ с) с неуспешны м АПВ $t_{ТАПВ} = 1,0$ с	одна ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС- ПС 7 со стороны Бухтарминской ГЭС	Режим устойчив		
2		$K^{(3)}$ ($t_{кз}= 0,11$ с) с неуспешны м АПВ $t_{ТАПВ} = 1,0$ с	одна ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС- ТМК со стороны Бухтарминской ГЭС	Режим устойчив		
3		$K^{(3)}$ ($t_{кз}= 0,11$ с) с неуспешны м АПВ $t_{ТАПВ} = 1,0$ с	одна ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС- ТМК со стороны ТМК	Режим устойчив		
4		$K^{(1)}$ ($t_{кз}= 0,3$ с) действие УРОВ при отказе выключате ля	ВЛ 220 кВ ПС 7 - Бухтарминская ГЭС со стороны Бухтарминской ГЭС	Двухмашинный асинхронный ход Провороты генераторов БГЭС относительно генераторов Экибастуза с ЭЦК на двух ВЛ 220 кВ БГЭС – ТМК		

№ р.р.	Характеристик а исх. режима	Описание расчетно го возмущен ия	Место повреждения	Характер переходного процесса (примечания)	Графики изменения углов роторов генераторов ЕЭС	Графики изменения разности углов напряжения по концам электропередачи в сети 220 кВ
5	Ремонтная схема (откл Л-2014, Л- 2024)	$K^{(3)}$ ($t_{кз}= 0,11$ с) с неуспешны м АПВ $t_{ТАПВ} = 1,0$ с	одна ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС- ТМК со стороны Бухтарминской ГЭС	Режим устойчив		
6		$K^{(3)}$ ($t_{кз}= 0,11$ с) с неуспешны м АПВ $t_{ТАПВ} = 1,0$ с	одна ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС- ТМК со стороны ТМК	Режим устойчив		
7		$K^{(3)}$ ($t_{кз}= 0,11$ с) с неуспешны м АПВ $t_{ТАПВ} = 1,0$ с	одна ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС- ТМК со стороны Бухтарминской ГЭС	Режим устойчив		
8		$K^{(3)}$ ($t_{кз}= 0,11$ с) с неуспешны м АПВ $t_{ТАПВ} = 1,0$ с	одна ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС- ТМК со стороны ТМК	Режим устойчив		

№ р.р.	Характеристик а исх. режима	Описание расчетног о возмущен ия	Место повреждения	Характер переходного процесса (примечания)	Графики изменения углов роторов генераторов ЕЭС	Графики изменения разности углов напряжения по концам электропередачи в сети 220 кВ
9	Ремонтная схема (откл Л-2134, Л- 2144)	$K^{(3)}$ ($t_{кз}= 0,11$ с) с неуспешны м АПВ $t_{ТАПВ} = 1,0$ с	одна ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС- ТМК со стороны Бухтарминской ГЭС	Режим устойчив		
10		$K^{(3)}$ ($t_{кз}= 0,11$ с) с неуспешны м АПВ $t_{ТАПВ} = 1,0$ с	одна ВЛ 220 кВ Бухтарминская ГЭС- ТМК со стороны ТМК	Режим устойчив		

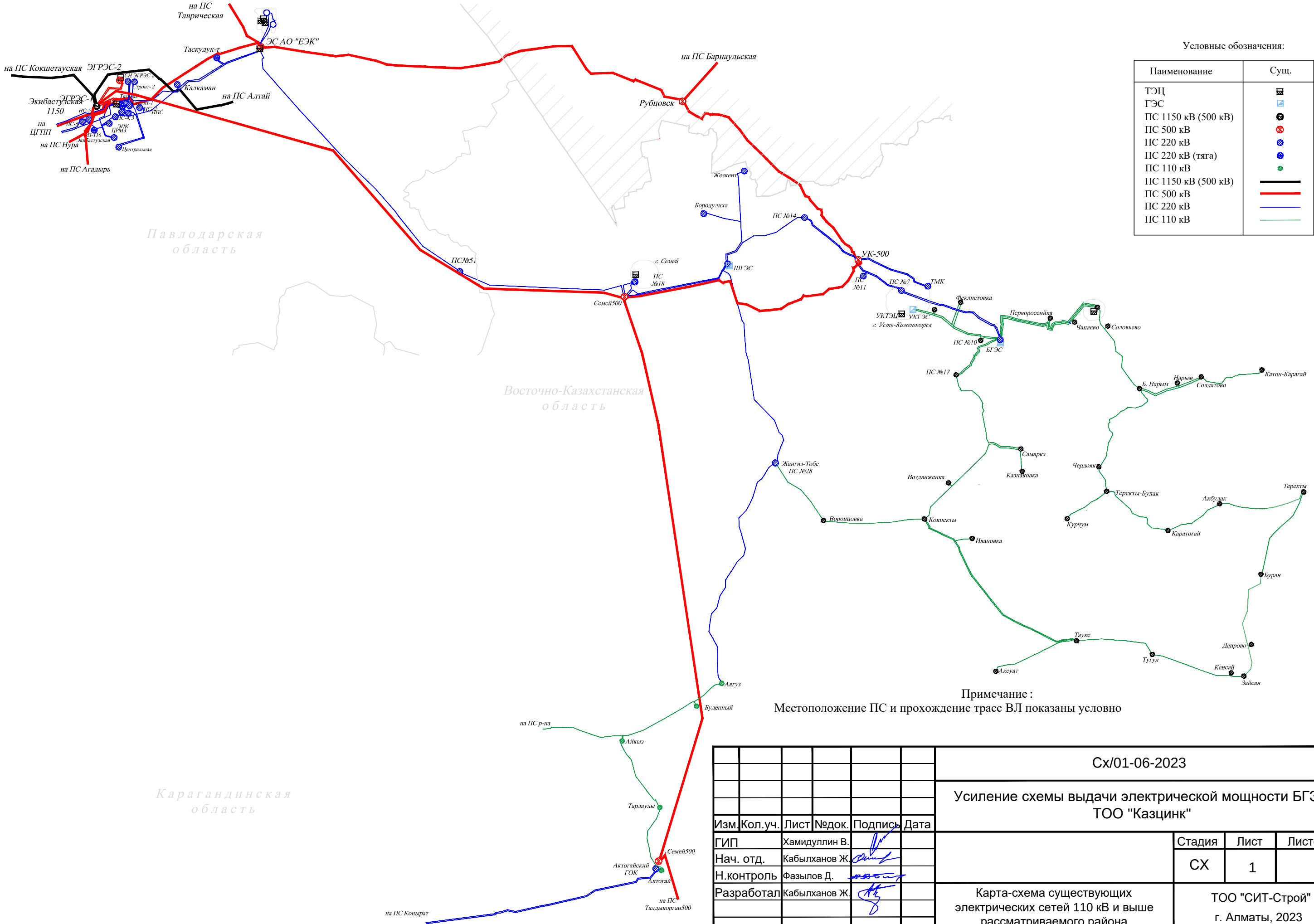
Углы роторов (относительно ген.ЭГРЭС-1,2)

7-2 – ген. Аксу ЭС,
74-2 – ген. Рудненская ТЭЦ,
1458-2 – ген. Астанинской ТЭЦ-2,
64-2 – ген. Астанинской ТЭЦ-1,
3348-2 – ген. ГТЭС Кумколь,
16-2 – ген. Карагандинской ТЭЦ-3,
68-2 – ген. Балхашской ТЭЦ,
17-2 – ген. Жезказганской ТЭЦ,
174-2 – ген. УКГЭС,
178-2 – ген. УКТЭЦ,
168-2 – ген. БГЭС,
169-2 – ген. БГЭС,
170-2 – ген. БГЭС,
167-2 – ген. БГЭС,
13-2 – ген. БГЭС,
166-2 – ген. БГЭС,
15-2 – ген. БГЭС

ВЛ 220 кВ

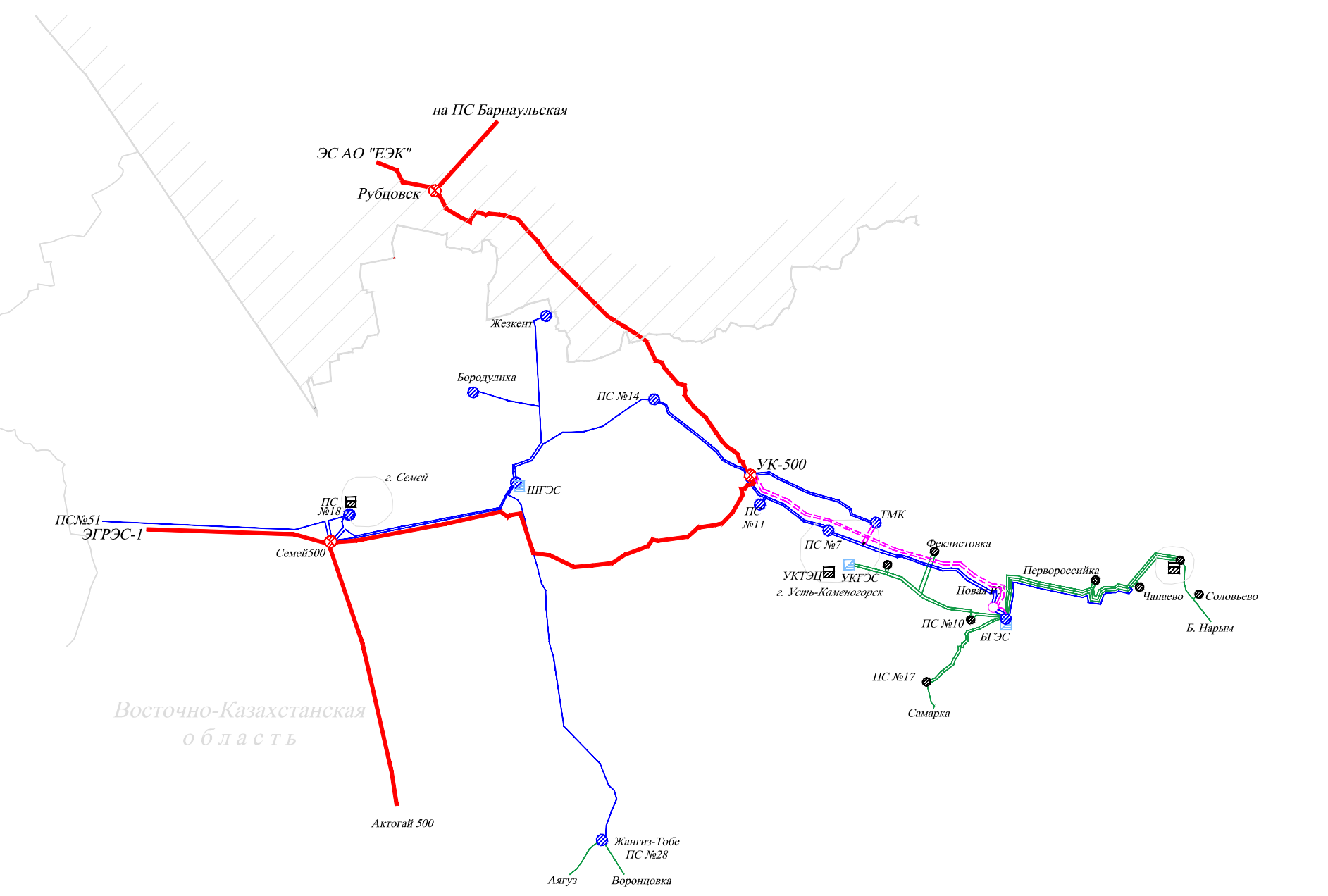
198-117 – ВЛ 220 кВ Новая РУ 220 кВ– ПС 7
198-119 – 1 ВЛ 220 кВ Новая РУ 220 кВ –ТМК;
198-119 – 2 ВЛ 220 кВ Новая РУ 220 кВ – ТМК;
198-119 – 3 ВЛ 220 кВ Новая РУ 220 кВ – ТМК;
113-115 – 1 ВЛ 220 кВ Усть-Каменогорская– ПС 7;
113-116 – 2 ВЛ 220 кВ Усть-Каменогорская – ПС 7;
113-114 – 1 ВЛ 220 кВ Усть-Каменогорская – ПС 14.;
113-114 – 2 ВЛ 220 кВ Усть-Каменогорская – ПС 14.

Инв.№	подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

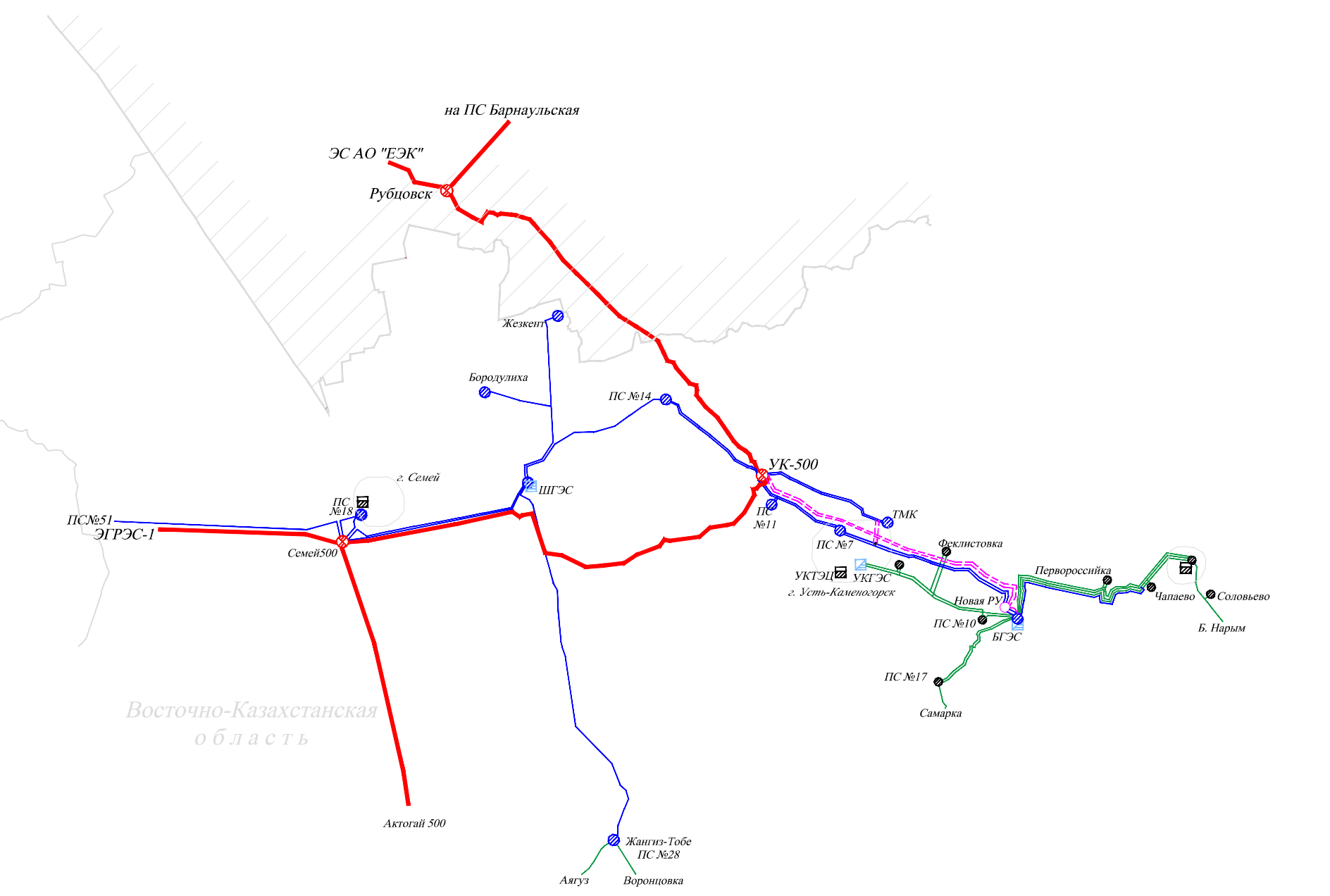


Иск.Н. подл. Подпись и дата Выход.Н.

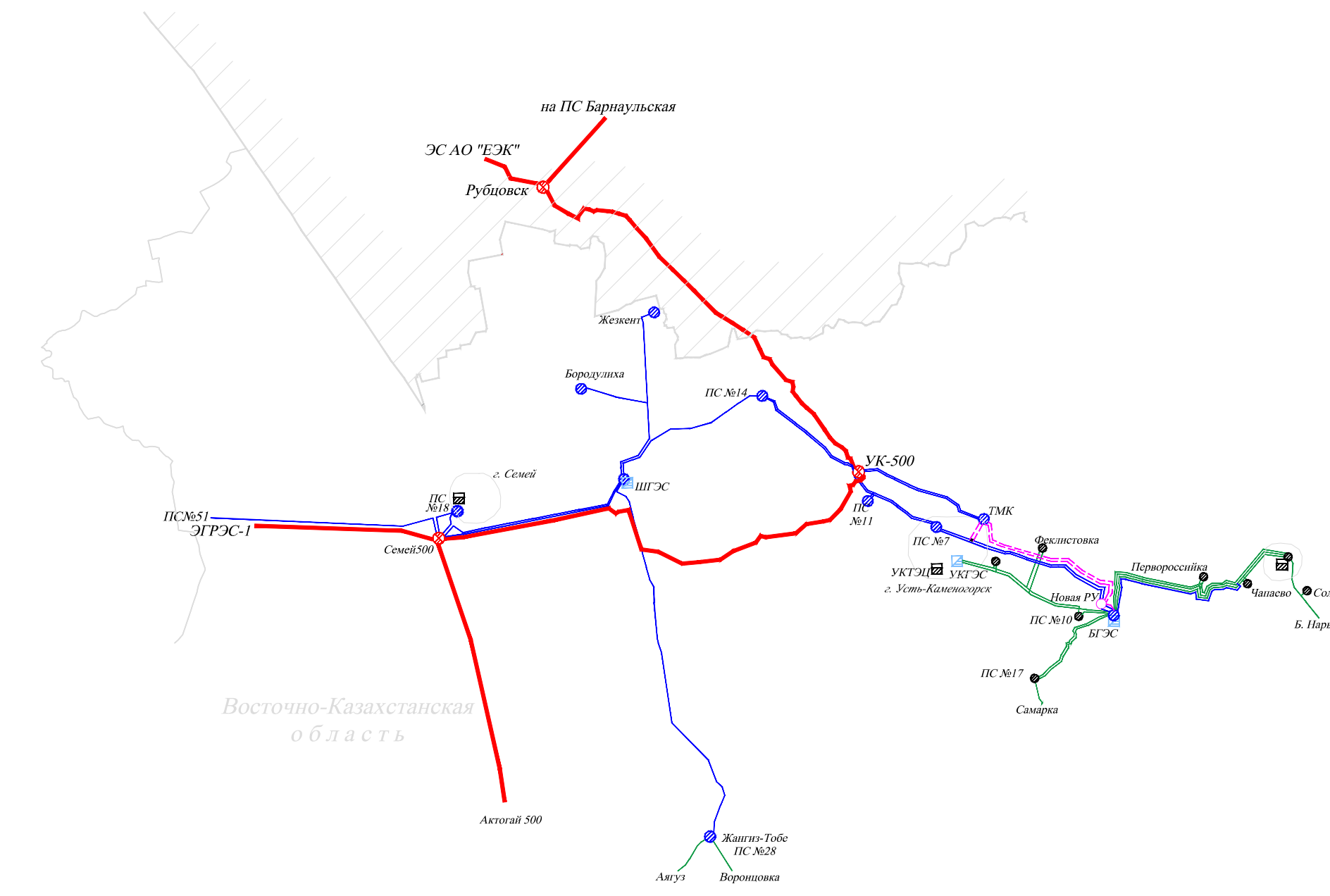
1 Вариант



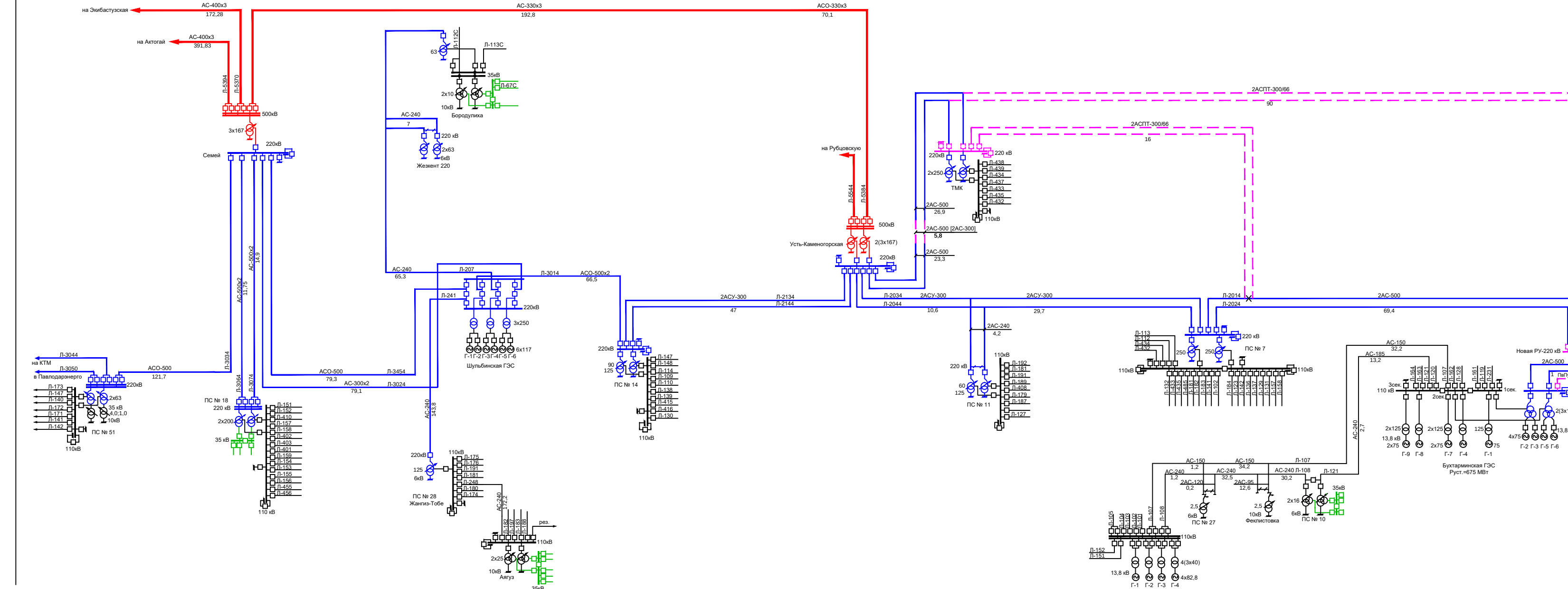
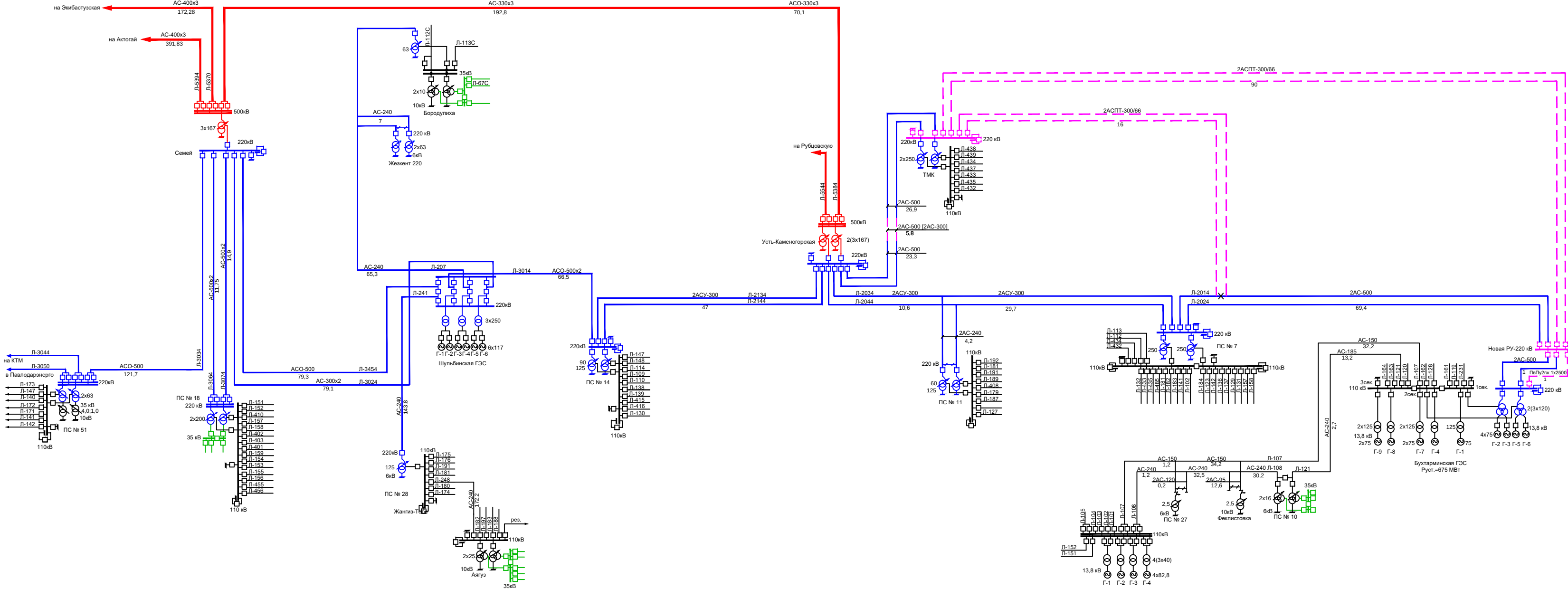
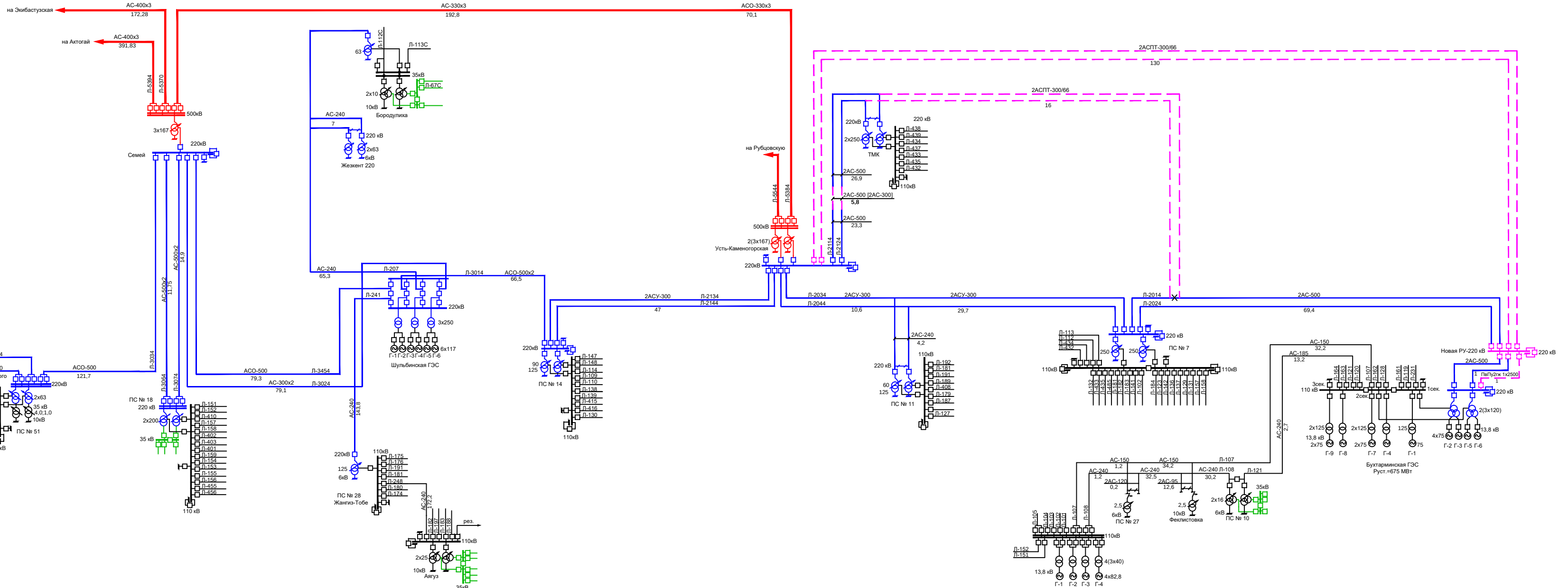
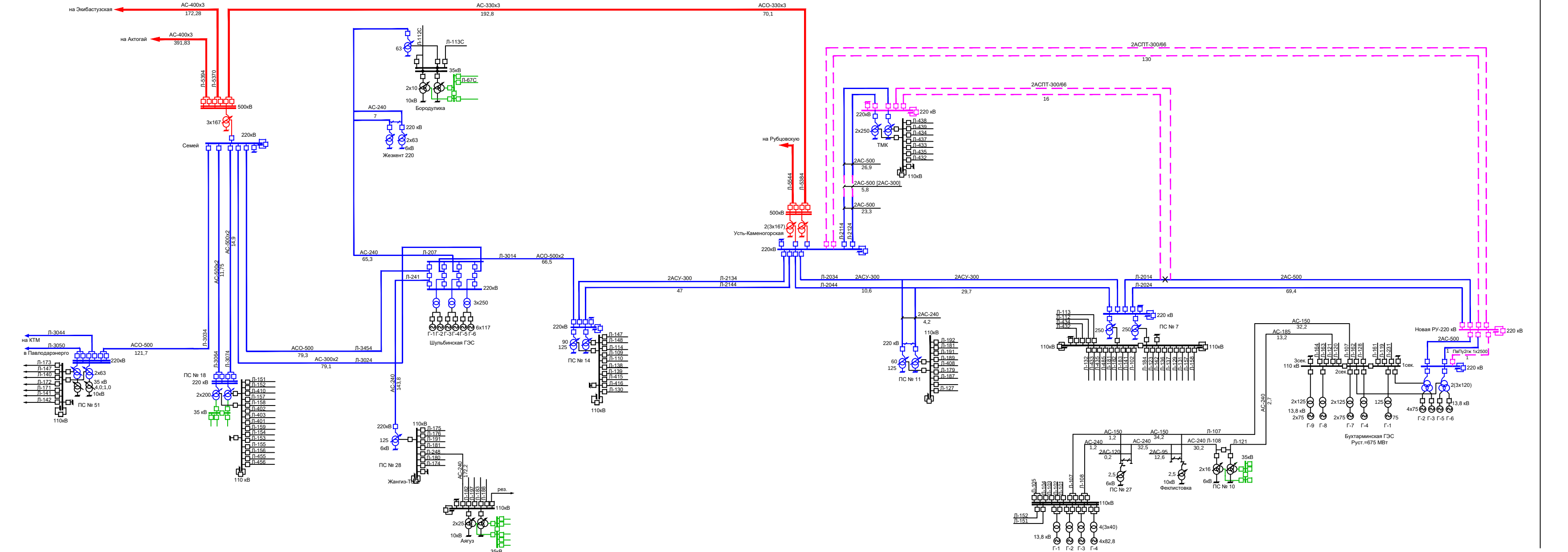
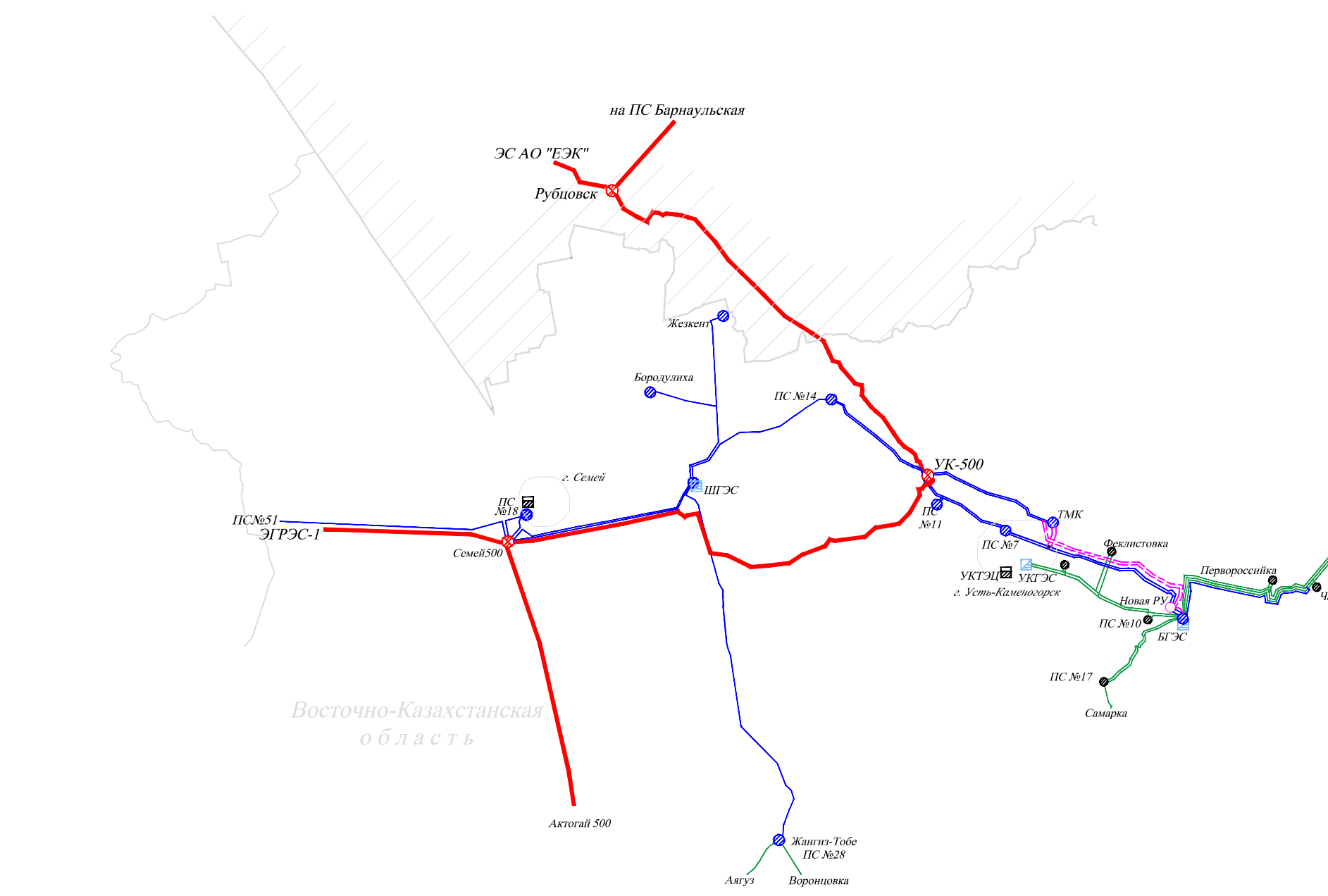
2 Вариант



3 Вариант Рекомендуемый



4 Вариант



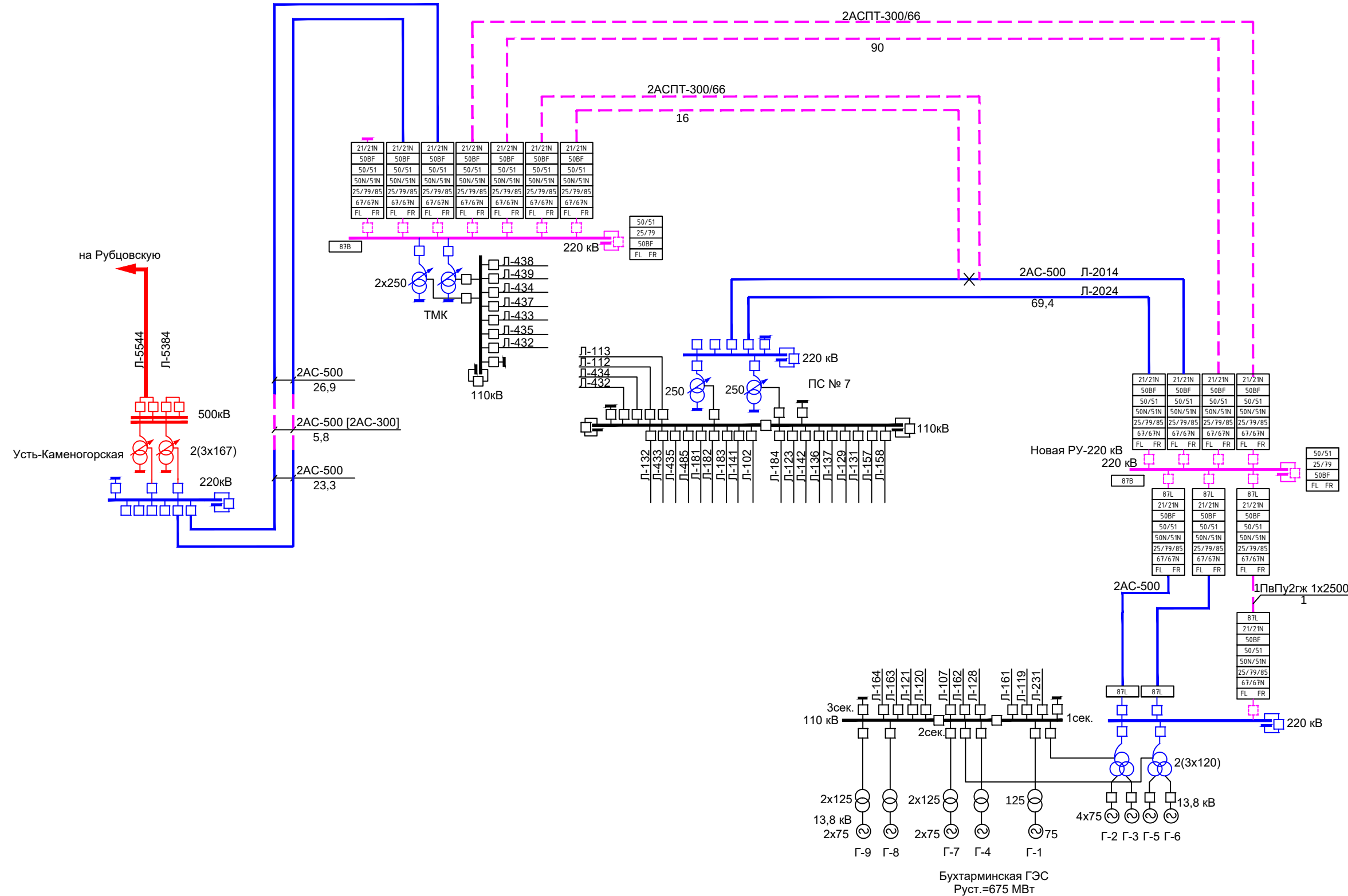
Результаты технико-экономического сравнения вариантов								млн
Наименование	Единица измерения***	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
Капиталовложения (К)								
Линии электропередачи (ЛЭП)								
Двухфазная ВЛ 220 кВ проводом АСПП/66-300, км	75	146	10950	146	10950	106	7950	106
Двухфазная ВЛ 220 кВ проводом ППВ/2хж 1х2500	250	1	250	1	250	1	250	1
Двухфазная ВЛ 220 кВ проводом АС-500, км	75	5,8	435	5,8	435	5,8	435	5,8
Итого по ЛЭП			11635	11635	8635	8635	8635	8635
			135%	135%	100%	100%	100%	100%
Подстанции (ПС)								
Новая РУ 220 кВ								
Ячейка 220 кВ с элегазовым выкл., шт.	350	8	2800	8	2800	8	2800	8
То же, с учетом реконструкции*			3360		3360		3360	
ПС 220 кВ ТМК								
Ячейка 220 кВ с элегазовым выкл., шт.	350	6	2100		8	2800	6	2100
То же, с учетом реконструкции и переходом на другую схему**			2730		3640		2730	
ПС 400 кВ Усть-Каменогорск								
Ячейка 220 кВ с элегазовым выкл., шт.	350	2	700	2	700			
То же, с учетом реконструкции*			840		840			
РУ 220 кВ БГЭС								
Ячейка 220 кВ с элегазовым выкл., шт.	350	1	350	1	350	1	350	1
То же, с учетом реконструкции*			6510		4620		7420	
Итого по ПС			18145	16255	16055	16055	15145	
То же, в %			120%	107%	106%	106%	100%	
Издержки (И)								
Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, по:								
ЛЭП (ВЛ, КЛ)			326		326		242	
ПС			547		388		623	
Итого по И			873		714		865	
Приведенные затраты (З)								
И			873		714		865	
К=0,12			2177		1951		1927	
З=К+0,12*И			3050		2664		2792	
То же, в %			117%		102%		107%	

Условные обозначения:		
Наименование	Символ	По данному проекту 2-й этап
ТЭП	■	
ГЭС	■	
ПС 150 кВ (500 кВ)	●	
ПС 220 кВ	●	
ПС 220 кВ (10 кВ)	●	
ПС 110 кВ	●	
ПС 150 кВ (500 кВ)	●	
ПС 500 кВ	●	
ПС 220 кВ	●	
ПС 110 кВ	●	

- Примечания:
- Номинальные мощности автотрансформаторов и трансформаторов указаны в МВА.
 - Схемы ПС на стороне 6, 10 и 35 кВ показаны упрощенно.
 - АС-150 марка и сечение провода, 76,9 протяженность ЛЭП, км.
 - На принципиальных схемах фотоэлементы пунктирными линиями показаны сравнимые элементы сети по данному проекту.
 - Местоположение ПС и прохождение трасс ВЛ показаны условно.

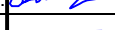
Сх/01-06-2023			
Усиление схемы выдачи электрической мощности БГЭС ТОО "Казцинк"			
Изм. Кол. уч.	Лист	№рек	Подпись
Г.И.П.	Хамидуллин В.		
Нач. отд.	Кызылганов Ж.		
Н. контроль	Базылов Д.		
Разработчик	Кызылганов Ж.		
Технико-экономическое сравнение вариантов		ТОО "СИТ-Строй"	г. Алматы, 2023

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

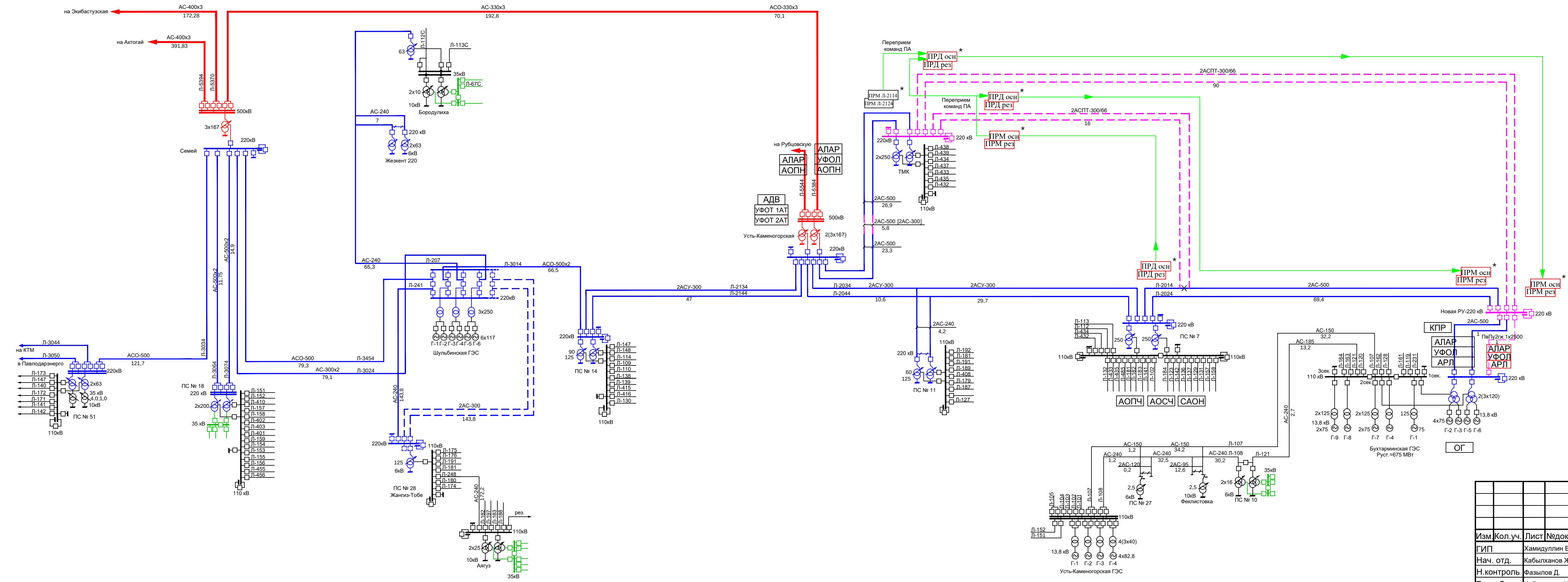


У С Л О В Н Ы Е О Б О З Н А Ч Е Н И Я

- | | |
|--------|--|
| 21/21N | – Дистанционная ступенчатая направленная защита от междуфазных и однофазных КЗ |
| 25 | – Контроль синхронизма |
| 50/51 | – Токовая ступенчатая защита от междуфазных КЗ |
| 50BF | – Устройство резервирования отказа выключателя |
| 67 | – Токовая направленная защита |
| 67N | – Токовая направленная защита от замыканий на землю |
| 79 | – Автоматическое повторное включение |
| 85 | – Логика приема/передачи телесигналов (телеотключение) |
| 87B | – Дифференциальная защита шин |
| 87L | – Дифференциальная защита линии |
| EL | – Определение места повреждения |
| FR | – Регистратор аварийных событий |
| PAC | – Регистратор аварийных событий |

						Сх/01-06-2023			
						Усиление схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО "Казцинк"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подпись	Дата				
ГИП		Хамидуллин В.				Стадия		Лист	Листов
Нач. отд.		Кабылханов Ж.				СХ		5	
Н.контроль		Фазылов Д.							
Разработал		Кабылханов Ж.				Схема размещения устройств РЗА		ТОО "СИТ-Строй" г. Алматы, 2023	

Инд. N подл. Подпись и дата
Взамен инд. N



- Условные обозначения устройств ПА:
- АДВ — Автоматики дозированных воздействий
 - САОН — Специальная автоматика отключения нагрузки
 - УФОР — Устройство фиксации отключения линии
 - УФОТ — Устройство фиксации отключения трансформатора
 - АОПН — Автоматика ограничения повышения напряжения
 - АЛАР — Автоматика ликвидации асинхронного режима
 - КНР — Контроль предшествующего режима
 - АОПЧ — Автоматика ограничения повышения частоты
 - АОСЧ — Автоматика ограничения снижения частоты
 - Новые устройства ПА
 - Существующие устройства ПА
 - * — Аппаратура ПРМ и ПРД приведена в разделе "системы связи"

- Примечания:
- Номинальные мощности автотрансформаторов и трансформаторов указаны в МВА.
 - Схемы ПС на стороне 6, 10 и 35 кВ показаны упрощенно.
 - АС-150 марка и сечение провода, 76,9 протяженность ЛЭП, км
 - На принципиальных схемах фиолетовыми пунктирными линиями показаны сравниваемые элементы сети на 2 этапе.
 - Местоположение ПС и прохождение трасс ВЛ показаны условно.

						Сх/01-06-2023			
						Усиление схемы выдачи электрической мощности БГЭК ТОО "Казцинк"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
ГИП		Хамидуллин В.					Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Кабылханов Ж.					CX	6	
Н.контроль		Фазылов Д.							
Разработал		Кабылханов Ж.							
						Схема размещения устройств противоаварийной автоматики		ТОО "СИТ-Строй" г. Алматы, 2023	

