БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

ГУБЕРНАТОР БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

Белгород

«30» апреля 2020 г. № 54

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2021 – 2025 годы

В целях дальнейшего развития энергетического комплекса Белгородской области и в соответствии со статьей 21 Федерального закона от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р **п о с т а н о в л я ю:**

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Белгородской области на 2021 – 2025 годы (прилагается).
2. Признать утратившим силу постановление Губернатора Белгородской области от 29 апреля 2019 года № 30 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2020 – 2024 годы».
3. Контроль за исполнением постановления возложить на заместителя Губернатора Белгородской области – начальника департамента экономического развития Белгородской области Абрамова О.В.
4. Настоящее постановление вступает в силу с 1 мая 2020 года.

Губернатор Белгородской области **Е.С. Савченко**

Администрация Губернатора Белгородской области
Отдел сопровождения правовых актов
Для документов

Приложение

УТВЕРЖДЕНА
постановлением Губернатора
Белгородской области
от 30 апреля 2020 г.
№ 54

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2021 – 2025 годы

г. Белгород

Оглавление

Введение 18

1. Общая характеристика Белгородской области 19

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Белгородской области за прошедший пятилетний период 22

2.1. Диспетчерское управление 23

2.2. Генерирующие компании 23

2.2.1. Объекты возобновляемой энергетики 23

2.3. Электросетевые компании 24

2.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании 25

2.5. Отчетная динамика потребления электроэнергии и мощности ... 25

2.6. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии 28

2.7. Динамика изменения максимума нагрузки 29

2.8. Структура установленной электрической мощности 30

2.9. Структура выработки электроэнергии 32

2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона .. 33

2.10.1. Основные сведения по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС 33

2.10.2. Основные сведения по ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС 34

2.10.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» 37

2.10.4. Основные сведения по ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» 40

2.10.5. Основные сведения по ЛЭП и подстанциям, находящимся на балансе сторонних организаций 45

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Белгородской области 51

4. Основные направления развития электроэнергетики Белгородской области 53

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Белгородской области 53

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности 55

4.3. Структура перспективных балансов мощности и электроэнергии 56

4.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Белгородской области 57
4.5. Прогноз технологических присоединений 58
4.6. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Белгородской энергосистемы 61
4.7. Обосновывающие материалы по новому строительству и реконструкции 75
4.7.1. Реконструкция ПС 35/10 кВ Ливенка 75
4.7.2. Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи 75
4.7.3. Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Архангельское 76
4.7.4. Техперевооружение ПС 110/6 кВ Авторемзавод 76
4.7.5. Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Борисовка 77
4.7.6. Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево 77
4.7.7. Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель 78
4.7.8. Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка 79
4.7.9. Техперевооружение ПС 110/6 кВ Очистные 79
4.7.10. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1 79
4.7.11. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча 80
4.7.12. Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная 81
4.7.13. Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская и строительство КЛ 35 кВ Майская – Таврово, Майская – Новая Деревня 86
5. Расчеты электроэнергетических режимов электрической сети напряжением 35 кВ и выше 88
5.1. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2020 года 89
5.1.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 89
5.1.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 89
5.1.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 90
5.1.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 90
5.1.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 90

5.1.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 90

5.1.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 90

5.1.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 91

5.1.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 91

5.2. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2020 года 92

5.2.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 92

5.2.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 92

5.2.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 92

5.2.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 93

5.2.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 93

5.2.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 94

5.2.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 94

5.2.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 95

5.2.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 96

5.3. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2020 года 97

5.3.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 97

5.3.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 97

5.3.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 97

5.3.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 97

5.3.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 98

5.3.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 98

5.4. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2020 года 98

5.4.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 98

5.4.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 98

5.4.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 99

5.4.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 99

5.4.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 99

5.4.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 99

5.5. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2021 года 100

5.5.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1 аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 100

5.5.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 100

5.5.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 100

5.5.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 100

5.5.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 101

5.5.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 101

5.5.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 101

5.5.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 102

5.5.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 102

5.6. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2021 года 103

5.6.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 103

5.6.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 103

5.6.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 103

5.6.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 104

5.6.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 105

5.6.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 105

5.6.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 105

5.6.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 106

5.6.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 108

5.7. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2021 года 108

5.7.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 108

5.7.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 109

5.7.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 109

5.7.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 109

5.7.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 109

5.7.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 109

5.8. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2021 года 110

5.8.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 110

5.8.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 110

5.8.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 110

5.8.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 111

5.8.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 112

5.8.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 112

5.9. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2022 года 112

5.9.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 112

5.9.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 112

5.9.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 112

5.9.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 113

5.9.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 113

5.9.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 113

5.9.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 113

5.9.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 114

5.9.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 115

5.10. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2022 года 115

5.10.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, варийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 115

5.10.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 115

5.10.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 116

5.10.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 117

5.10.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 117

5.10.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 117

5.10.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 117

5.10.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 119

5.10.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 120

5.11. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2022 года 121

5.11.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 121

5.11.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 121

5.11.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 121

5.11.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 121

5.11.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 122

5.11.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 122

5.12. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2022 года 122

5.12.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1 аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 122

5.12.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 122

5.12.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 123

5.12.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 124

5.12.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 124

5.12.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 124

5.13. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2023 года 124

5.13.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 124

5.13.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 125

5.13.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 125

5.13.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 125

5.13.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 125

5.13.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 126

5.13.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 126

5.13.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 127

5.13.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 127

5.14. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2023 года 127

5.14.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 127

5.14.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 128

5.14.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 128

5.14.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 128

5.14.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 129

5.14.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 129

5.14.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 129

5.14.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 130

5.14.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 131

5.15. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2023 года 131

5.15.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 131

5.15.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 132

5.15.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 132

5.15.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 132

5.15.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 132

5.15.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 132

5.16. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2023 года 133

5.16.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 133

5.16.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 133

5.16.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 133

5.16.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 134

5.16.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 134

5.16.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 134

5.17. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2024 года 134

5.17.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 134

5.17.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 134

5.17.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 135

5.17.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 135

5.17.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 135

5.17.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 135

5.17.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 135

5.17.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 136

5.17.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 137

5.17.10. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча 137

5.17.11. Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная 137

5.18. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2024 года 138

5.18.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 138

5.18.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 138

5.18.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 138

5.18.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 139

5.18.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 139

5.18.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 139

5.18.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 140

5.18.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 141

5.18.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 141

5.18.10. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча 142

5.18.11. Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная 142
5.19. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2024 года 142
5.19.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 142
5.19.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 143
5.19.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 143
5.19.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 143
5.19.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 143
5.19.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 144
5.19.7. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча 144
5.19.8. Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная 144
5.20. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2024 года 144
5.20.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 144
5.20.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 145
5.20.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 145
5.20.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 145
5.20.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 146
5.20.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 146
5.20.7. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча 146
5.20.8. Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная 146
5.21. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2025 года 147

5.21.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 147

5.21.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 147

5.21.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 147

5.21.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 147

5.21.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 148

5.21.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 148

5.21.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 148

5.21.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 149

5.21.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 149

5.21.10. Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча 150

5.21.11. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная 150

5.22. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2025 года 150

5.22.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 150

5.22.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 151

5.22.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 151

5.22.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 151

5.22.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 152

5.22.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 152

5.22.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая 152

5.22.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 153

5.22.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 154

5.22.10. Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча 154

5.22.11. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная 154

5.23. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2025 года 155

5.23.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 155

5.23.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 155

5.23.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 155

5.23.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 155

5.23.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 155

5.23.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 156

5.23.7. Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча 156

5.23.8. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная 156

5.24. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2025 года 156

5.24.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня 156

5.24.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) 157

5.24.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол 157

5.24.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки 157

5.24.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод 157

5.24.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород 158

5.24.7. Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча 158

5.24.8. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная 158

6. Анализ балансов реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше 216

7. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям 216

7.1. Цифровизация электросетевого комплекса филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» 220

7.2. Совершенствование процесса оперативно-технологического управления 220

7.3. Повышение надёжности, обеспечение наблюдаемости и управляемости электрической сети 10(6) кВ, включая внедрение распределённой автоматизации 221

7.4. Модернизация и расширение системы интеллектуального учёта, оснащение всех трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ техническим учетом на вводах 0,4 кВ,оснащение потребителей интеллектуальными приборами учета 222

7.5. Повышение надёжности и управляемости питающих центров 35-110 кВ 222

7.6. Создание цифровой ПС 110/6 кВ Строитель 223

Введение

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2021 – 2025 годы разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 281, требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 года № 630, и протоколом совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения Шишкина А.Н. от 09 ноября 2010 года № АШ-369пр, Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем утвержденных ПП РФ № 937 от 13.08.2018.

Основными целями схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2021 – 2025 годы (далее – СиПР Белгородской области) является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Задачами формирования СиПР Белгородской области являются:

– анализ решений по развитию электросетевого комплекса всех электросетевых организаций, функционирующих в Белгородской области, предложенных в рамках схемы и программы развития Единой энергетической системы России (далее – СиПР ЕЭС России);

– разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов Белгородской энергосистемы по годам на пятилетний период 2021 – 2025 годов;

– анализ балансов мощности и электроэнергии в Белгородской области, предложенных в рамках СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы, для обеспечения баланса между производством и потреблением энергосистемы Белгородской области, в том числе для предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

– разработка предложений по развитию распределительных электрических сетей напряжением 110 кВ и выше всех электросетевых

организаций, функционирующих в Белгородской области, в пятилетний период 2021 – 2025 годов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей;

– информационное обеспечение деятельности органов региональной исполнительной власти при формировании государственной региональной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций технологической и коммерческой инфраструктуры отраслей экономики региона, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

– обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, Схем (программ) территориального планирования, Схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

СиПР Белгородской области сформирована на основании:

– СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы;

– ежегодного отчета АО «СО ЕЭС» о функционировании Единой энергетической системы России;

– предложений системного оператора по развитию магистральных и распределительных сетей, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Белгородской области;

– сведений о заявках и заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

– схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2020 – 2024 годы, утвержденной постановлением Губернатора Белгородской области от 29 апреля 2019 года № 30;

– комплексной программы развития электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» на пятилетний период 2020 – 2024 годов, разработанной филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» и согласованной Филиалом АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС.

СиПР Белгородской области подлежит к использованию в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

1. Общая характеристика Белгородской области

Белгородская область образована в 1954 году, расположена на юго-западе Российской Федерации, на южных и юго-восточных склонах Среднерусской возвышенности в бассейнах рек Днепра и Дона, входит в состав Центрально-Черноземного экономического района и Центрального федерального округа Российской Федерации и является приграничной. На юго-западе регион граничит с Украиной, на севере и северо-западе – с Курской, на востоке – с Воронежской областями Российской Федерации. Общая протяжённость границ Белгородской области – около 1150 километров, из них с Украиной – 540 километров.

Площадь области в административных границах составляет 27,1 тыс. кв. км, протяженность с севера на юг – около 190 км и с запада

на восток – около 270 км. По сравнению с соседними областями Центрально-Черноземного района Белгородская область больше территории Липецкой области (24,0 тыс. кв. км), но уступает Курской (30,0 тыс. кв. км), Тамбовской (34,5 тыс. кв. км) и Воронежской (52,2 тыс. кв. км) областям. Удельный вес региона в территории России составляет 0,2 процента, в территории Центрального федерального округа – 4,2 процента.

Область расположена на юго-западных и южных склонах Среднерусской возвышенности в бассейнах рек Днепра и Дона, в лесостепной зоне на приподнятой всхолмлённой равнине со средней высотой над уровнем моря 200 м. Самая высокая точка – 277 м над уровнем моря – находится в Прохоровском районе. Самая низкая – в днище долин рек Оскола и Северского Донца. Территория изрезана балками (логами), оврагами, по которым разбросаны дубравы.

Климат умеренно-континентальный с довольно мягкой зимой со снегопадами и оттепелями и продолжительным летом. Средняя годовая температура воздуха изменяется от +5,4 °С на севере до +6,8 °С на юго-востоке. Самый холодный месяц – январь. Безморозный период составляет 155 – 160 дней, продолжительность солнечного времени – 1800 часов. Почва промерзает и нагревается до глубины 0,5 – 1,0 м. Осадки неравномерны. Наибольшее их количество выпадает в западных и северных районах области и составляет в среднем 540 – 550 мм. В восточных и юго-восточных в отдельные годы уменьшается до 400 мм.

Область характеризуется выгодным географическим положением и привлекательна своими недрами, черноземами, экономическим потенциалом и высококвалифицированным кадровым потенциалом. Все это способствует эффективному развитию как межрегиональных, так и внешнеэкономических деловых, торговых и культурных связей. По ее территории проходят стратегически важные железнодорожные и автомобильные магистрали межгосударственного значения, соединяющие Москву с южными районами России, Украиной и Закавказьем. Удельный вес дорог с твердым покрытием составляет 91,1 процента, развита система финансово-кредитных, страховых и других организаций, составляющих рыночную инфраструктуру. Область полностью газифицирована.

Областной центр – город Белгород расположен в 695 км к югу от Москвы. Белгород – это крупный промышленный центр с развитым научно-культурным потенциалом.

В состав области входят 9 городских округов, 13 муниципальных районов, 25 городских и 265 сельских поселений. На территории области 11 городов, 18 поселков городского типа и 1575 сельских населенных пунктов[1].

Наиболее крупные города:

- Белгород – 392,4 тыс. человек;
- Старый Оскол – 223,8 тыс. человек;
- Губкин – 86,4 тыс. человек;

[1] Белгородская область в цифрах. 2019: Крат. стат. сб./Белгородстат. – 2019. – 252 с.

- Шебекино – 41,3 тыс. человек;
- Алексеевка – 38,2 тыс. человек;
- Валуйки – 34,2 тыс. человек.

На рисунке 1.1 приведена административная карта Белгородской области.

Рисунок 1.1. Административная карта Белгородской области

Численность населения на 1 января 2019 года – 1547,4 тыс. человек, в том числе городского – 1043,8 тыс. человек (67,5 процента), сельского – 503,6 тыс. человек (32,5 процента), плотность населения – 57,0 человек на 1 кв. км.

Среди областей, краев и республик России Белгородская область занимает по территории 67 место, по численности населения – 28 место, в Центральном федеральном округе – соответственно 13 и 4 места.

Белгородская область – высокоразвитый индустриально-аграрный регион, экономика которого опирается на колоссальные богатства недр и уникальные черноземы. В области сосредоточено более 40 процентов разведанных запасов железных руд страны. Выявлены и в разной степени разведаны крупные месторождения бокситов, апатитов, минеральных подземных вод (радоновых и лечебно-столовых), многочисленные месторождения строительных материалов (мела, песка, глин и т.д.). Известны проявления золота, графита и редких металлов. Имеются географические предпосылки для выявления платины, углеводородного сырья и других полезных ископаемых.

Через Белгородскую область проходят важнейшие железнодорожные и автомобильные магистрали межгосударственного значения, соединяющие Москву с южными районами России, Украиной и Закавказьем. По ним осуществляются как местные, так и дальние транспортные перевозки.

Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет 700 км, протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием – 6,8 тыс. км или 93 процента от общей протяженности. Плотность железнодорожных путей общего пользования на 10 тыс. кв. км территории составляет 258 км, плотность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием на 1 тыс. кв. км – 251 км. Через территорию области проходят железнодорожные магистрали Москва – Крым, Москва – Донбасс, Сумы – Белгород – Купянск, Купянск – Валуйки – Лиски и др., а также шоссейные дороги, в том числе. общегосударственного значения Москва – Симферополь.

В области действуют аэропорт в г. Белгород, имеющий статус международного, а также аэропорт в г. Старый Оскол.

Область является энергодефицитной: около 95 процентов используемой электроэнергии, 100 процентов природного газа и нефтепродуктов поступает из-за ее пределов.

Промышленное производство является основой экономического потенциала Белгородской области.

Основные отрасли промышленности:

- горнодобывающая промышленность;
- черная металлургия;
- машиностроение и металлообработка;
- производство стройматериалов;
- пищевая промышленность (сахарная и мясомолочная);
- химическая промышленность (производство витаминов, моющих средств).

Социально-экономическое развитие региона во многом определяется сложившимся и функционирующим горно-металлургическим кластером. На его долю приходится почти 34 процента общероссийской добычи железной руды, 33 процента производства железорудных окатышей, 100 процентов горячебрикетированного железа, 6 процентов выпуска готового металлопроката.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Белгородской области за прошедший пятилетний период

Территорию Белгородской области обслуживает Белгородская энергетическая система, которая входит в состав Объединенной энергетической системы Центра (ОЭС Центра).

Зона охвата централизованным электроснабжением от суммарной площади региона составляет 100 процентов.

2.1. Диспетчерское управление[2]

Электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Белгородской области с 31 августа 2017 года управляет Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, который входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра.

Установленная мощность объектов генерации на территории Белгородской области составляет 251 МВт, из них 185 МВт приходится на теплоэлектростанции (ТЭС) и 66 МВт – на станции промышленных предприятий (сахарные заводы). Наиболее крупные из этих объектов: Белгородская ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ Луч, Губкинская ТЭЦ – филиала ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация», Мичуринская ГТ-ТЭЦ – АО «ГТ Энерго».

Электросетевой комплекс Белгородской области образует 128 воздушных линий электропередачи классом напряжения 110-750 кВ общей протяженностью 3941,16 км и 95 трансформаторных подстанций напряжением 110-750 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов ПС 750-110 кВ составляет 15168,7 МВА.

Выработка электроэнергии электростанциями, расположенными на территории Белгородской области в операционной зоне Курского РДУ, за 2019 год составила 829,218 млн кВт·ч, потребление – 15 939,958 млн кВт·ч.

Максимум нагрузки по энергосистеме Белгородской области составил 2213,73 МВт на 18 часов 00 минут 22 ноября 2019 года при среднесуточной температуре -9 °С.

2.2. Генерирующие компании

Генерирующими компаниями Белгородской области являются:

- Филиал ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация»;
- АО «ГТ Энерго».

В эксплуатации генерирующих компаний находится 4 электростанции суммарной электрической мощностью 185 МВт, 5 электростанций находятся в эксплуатации промышленных предприятий (сахарные заводы) региона суммарной электрической мощностью 66 МВт.

2.2.1. Объекты возобновляемой энергетики

На территории Белгородской области реализованы проекты в сфере альтернативной энергетики на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ):

Компания ООО «АльтЭнерго» входит в ООО «ГК Агро-Белогорье»:

– биогазовая станция (БГС) промышленных масштабов «Лучки» в Прохоровском районе (три блочных ТЭЦ) суммарной установленной мощностью 3,6 МВт;

---

[2] По данным электронного ресурса «Системный оператор единой энергетической системы» (http://www.so-cdu.ru/index.php?id=agcy_belgorod).

– солнечная электростанция в Яковлевском городском округе (1320 модулей двух видов: аморфные и поликристаллические, с суммарной активной поверхностью 1230,2 кв. м) установленной мощностью 0,1 МВт;

– ветряная электростанция в Яковлевском городском округе (пять ветрогенераторов) суммарной установленной мощностью 0,1 МВт.

Компания ООО «Региональная энергетическая компания»:

– БГС «Байцуры» в Борисовском районе суммарной установленной мощностью 0,5 МВт.

Электростанции на основе ВИЭ являются объектами распределенной генерации – выдают выработанную электроэнергию в распределительную электрическую сеть филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» на напряжении 0,4 кВ.

2.3. Электросетевые компании

Основными электросетевыми компаниями Белгородской области являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное предприятие магистральных электрических сетей и филиал ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго».

В зону обслуживания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземного ПМЭС входят Орловская, Курская и Белгородская области.

На территории Белгородской области в эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС находятся 22 линии электропередачи напряжением 220-750 кВ суммарной протяженностью 873,556 км и 7 подстанций напряжением 330-750 кВ общей установленной трансформаторной мощностью 8460 МВА.

Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» обеспечивает передачу электроэнергии по распределительным сетям 0,4-110 кВ и осуществляет технологическое присоединение новых потребителей. Доля присутствия в электросетевом комплексе Белгородской области превышает 98 процентов.

Протяженность электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» составляет 52 695,05 км, в том числе:

– ЛЭП 110 кВ – 2 459,6 км;
– ЛЭП 35 кВ – 2 738,7 км;
– ЛЭП 0,4-6-10 кВ – 47 496,75 км.

Количество обслуживаемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» подстанций 35-110 кВ составляет 181 штука общей установленной трансформаторной мощностью 3 594,5 МВА, РП и ТП 6-10 кВ – 13 652 суммарной установленной трансформаторной мощностью 4 280,3 МВА.

2.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании[3]

В январе 2020 года на территории Белгородской области на оптовом рынке электроэнергии и мощности осуществляли работу 18 сбытовых компаний, в том числе 1 гарантирующий поставщик электроэнергии (АО «Белгородэнергосбыт»):

- АО «Белгородэнергосбыт»;
- АО «КМА-Энергосбыт»;
- АО «Монокристалл»;
- АО «Первая сбытовая компания»;
- ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»;
- ООО «ВН-Энерготрейд»;
- ООО «ГРИНН энергосбыт»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ООО «Металлэнергофинанс»;
- ООО «Мираторг-Энерго»;
- ООО «НОВИТЭН»;
- ООО «РГК»;
- ООО «РГМЭК»;
- ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;
- ООО «СбытЭнерго»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «Энергосистема».

2.5. Отчетная динамика потребления электроэнергии и мощности

Отчетная информация по динамике баланса электроэнергии и мощности[4] за предшествующий 5-летний период на территории Белгородской области приведена в таблицах 2.1 и 2.2 соответственно и на рисунке 2.1.

Таблица 2.1

Динамика баланса электроэнергии, млн кВт·ч

Показатели	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Потребление электроэнергии	14 889,60	15 215,18	15 644,67	15 906,25	15 939,96
Выработка электроэнергии всеми электростанциями, в том числе:	740,90	596,60	743,77	814,70	829,22

[3] По данным электронного ресурса АИС «Рынки электроэнергии и мощности» (http://ais.np-sr.ru/ru/iasen/index.htm).

[4] Без учета выработки электроэнергии электростанциями, работающими изолированно от энергосистемы, и электростанциями на основе ВИЭ.

Показатели	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Сальдо перетоков	14 148,70	14 618,58	14 900,91	15 091,55	15 110,74
Доля выработки электроэнергии собственных электростанций, %	4,98	3,92	4,75	5,12	5,20

Таблица 2.2

Динамика баланса электрической мощности, МВт

Показатели	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Максимум потребления	2 134,03	2 218,74	2 219,57	2 244,29	2 213,73
Рабочая мощность электростанций	177,14	178,86	173,80	177,78	134,20
Нагрузка электростанций	157,25	127,73	142,31	128,34	124,69
Получение мощности из других энергосистем (сальдо перетоков)	1 976,78	2 091,01	2 077,26	2 115,95	2 089,04
Дефицит (-) / избыток (+)	-1 956,89	-2 039,88	-2 045,77	-2 066,51	-2 079,53
Доля мощности собственных электростанций, %	8,30	8,06	7,83	7,92	6,06

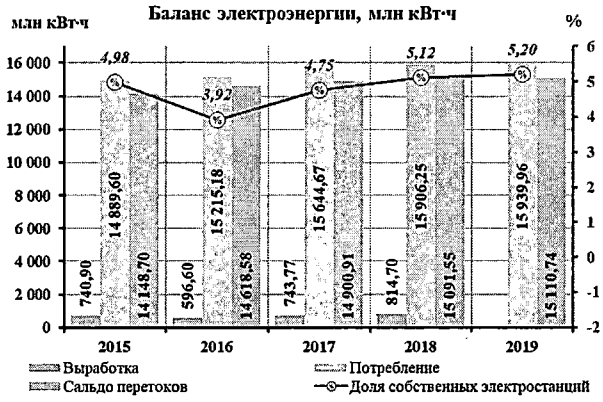


Рисунок 2.1. Динамика баланса электроэнергии и мощности

Анализ отчетного баланса электроэнергии в энергосистемы Белгородской области показывает, что в 2019 году потребление электроэнергии увеличилось по отношению к 2018 году на 33,71 млн кВт·ч или на 0,21 процента.

В таблице 2.3 приведена структура потребления электроэнергии на территории Белгородской области по видам экономической деятельности в 2018 – 2019 годах.

Таблица 2.3

Структура потребления электроэнергии

№ п/п	Вид экономической деятельности	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч		Отклонение	
		2019	2018	млн кВт·ч	%
1	Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	1 002,1	953,9	48,2	5,1
2	Добыча полезных ископаемых	5 316,2	5 267,9	48,3	0,9
3	Обрабатывающие производства	5 263,0	5 177,1	85,9	1,7
4	Обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха. Водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	1 485,4	1 571,5	-86,1	-5,5
5	Строительство	62,2	64,4	-2,2	-3,4
6	Транспортировка и хранение. Деятельность в области информации и связи	352,7	362,3	-9,6	-2,6
7	Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов. Прочие виды экономической деятельности, не вошедшие в вышеперечисленные группировки	948,9	992,9	-44,0	-4,4
8	Население и приравненные к нему группы потребителей	1 509,5	1 516,3	-6,8	-0,4
	Всего	**15 940,0**	**15 906,3**	**33,8**	**0,2**

Выработка электроэнергии собственными электростанциями в 2019 году по отношению к 2018 году увеличилась на 14,52 млн кВт·ч или на 1,78 процента, покрытие электропотребления за счет собственной генерации в 2019 году составило 5,20 процента.

Белгородская область является энергодефицитной. Основную часть электроэнергии Белгородская область получает из соседних областей по магистральным электрическим сетям:

– из Курской области: по ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Металлургическая и ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская;

– из Воронежской области: по ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1, ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2, ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки и ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин;

– из Северной энергосистемы Украины (Харьковская область): по ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на ПС Лосево, ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Валуйки и ВЛ 330 кВ Лосево – Шебекино.

Помимо перечисленных внешние связи энергосистемы Белгородской области образуют также шесть ВЛ 110 кВ, четыре из которых с энергосистемой Курской области (ВЛ 110 кВ Александровка – Ржава, ВЛ 110 кВ Прохоровка – Ржава, ВЛ 110 кВ Губкин – Бекетово, ВЛ 110 кВ Губкин – Мантурово и две с энергосистемой Воронежской области (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск – районная I цепь и ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск – районная II цепь).

Внутри области распределение электроэнергии осуществляется через распределительные электрические сети 110 и 35 кВ от подстанций 750 кВ, 500 кВ, 330 кВ:

1. ПС 750 кВ Металлургическая.
2. ПС 500 кВ Старый Оскол.
3. ПС 330 кВ Белгород.
4. ПС 330 кВ Белгород (новая площадка).
5. ПС 330 кВ Фрунзенская.
6. ПС 330 кВ Шебекино.
7. ПС 330 кВ Губкин.
8. ПС 330 кВ Губкин (новая площадка).
9. ПС 330 кВ Лебеди.
10. ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка).
11. ПС 330 кВ Валуйки.
12. ПС 330 кВ ГПП ОЭМК.

При этом, ПС 330 кВ Лебеди и ПС 330 кВ ГПП ОЭМК питают только свою собственную нагрузку (нагрузку своих предприятий).

2.6. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии

Белгородская область является высокоразвитым индустриально-аграрным регионом, в котором расположено множество крупных потребителей электроэнергии. В таблице 2.4 представлены данные по наиболее крупным потребителям.

Таблица 2.4

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч
1	АО «Оскольский электрометаллургический комбинат»	г. Старый Оскол	Производство стали и стального сортового проката	3 642,90
2	АО «Лебединский ГОК»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	3 568,40
3	ОАО «Стойленский ГОК»	г. Старый Оскол	Добыча и обогащение железных руд	1 514,20
4	ОАО «РЖД»	Белгородская область	Транспорт	199,64
5	АО «Комбинат КМАруда»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	174,74
6	ЗАО «Приосколье»	Белгородская область	Разведение сельскохозяйственной птицы	171,45
7	ЗАО «Осколцемент»	г. Старый Оскол	Производство цемента	147,37

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч
8	ОАО «ЭФКО»	г. Алексеевка	Производство растительных и животных масел и жиров	143,35
9	ООО «Белгородский завод сапфиров «Монокристалл»	г. Шебекино	Производство искусственного корунда	132,03
10	ООО «Гринхаус»	Старооскольский городской округ	Выращивание овощей	108,09
11	ЗАО «Завод премиксов № 1»	Шебекинский городской округ	Производство премиксов	87,41
12	ЗАО «Свинокомплекс Короча»	с. Погореловка Корочанского района	Производство продуктов из мяса	83,23
13	ООО «Белая птица-Белгород»	с. Поляна Шебекинского городского округа	Разведение сельскохозяйственной птицы	42,55
14	ЗАО «Белгородский цемент»	г. Белгород	Производство цемента	38,80
15	АО «Корпорация «ГРИНН»	г. Белгород	Розничная торговля в неспециализированных магазинах	30,70
16	ООО «Русагро – Белгород» - Филиал «Ника»	Волоконовский район, п. Пятницкое	Производство сахара	18,78
17	ООО «Дмитротарановский сахарный завод»	Белгородский район	Производство сахара	17,68
18	ООО «Завод ТЕХНО» г. Белгород	г. Белгород	Производство минеральных тепло- и звукоизоляционных изделий	17,26
19	ООО «Русагро – Белгород» (г. Валуйки)	г. Валуйки	Производство сахара	16,60
20	ООО «Южный полюс» (Сити молл «Белгородский»)	Белгородский район	Сдача внаем собственного нежилого недвижимого имущества	16,58
21	ООО «Краснояружский сахарник»	п. Красная Яруга	Производство сахара	13,25
22	ОАО «Завод ЖБК-1»	г. Белгород	Производство изделий из бетона для использования в строительстве	11,40
23	ООО «Техсапфир»	г. Белгород	Производство электрических печей	10,14
24	АО «Сахарный комбинат Большевик»	Грайворонский городской округ, с. Головчино	Производство сахара	9,84
25	ЗАО «Завод нестандартного оборудования и металлоизделий» (Белпанель)	г. Белгород	Производство минеральных тепло- и звукоизоляционных изделий	8,23

2.7. Динамика изменения максимума нагрузки

Отчетные данные по изменению максимума нагрузки за 2015 – 2019 годы энергосистемы Белгородской области приведены в таблице 2.5 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.5

Динамика изменения максимума нагрузки в регионе

Показатели	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Максимум нагрузки, МВт	2 134,03	2 218,74	2 219,57	2 244,29	2 213,73
Абсолютный прирост, МВт	-44,63	84,71	0,83	24,72	-30,56
Относительный прирост, %	-2,05	3,97	0,04	1,11	-1,36
Число часов использования максимума нагрузки	6 977	6 858	7 049	7087	7 200

В 2019 году максимальное потребление мощности было зафиксировано в 18 часов 00 минут 22 ноября при среднесуточной температуре наружного воздуха –9 °С и составило 2213,73 МВт.

Исторический максимум нагрузки энергосистемы Белгородской области был зафиксирован в 10 часов 00 минут 26 января 2018 года при среднесуточной температуре наружного воздуха –15,2 °С, потребление мощности достигло 2244,29 МВт.

Рисунок 2.3. Динамика изменения максимума нагрузки Белгородской энергосистемы

2.8. Структура установленной электрической мощности[5]

Структура и состав существующих электростанций Белгородской энергосистемы приведены в таблице 2.6, на рисунке 2.4 показана структура установленной электрической мощности на электростанциях по видам собственников и по типам станций.

[5] Без учёта электростанций мощностью менее 5 МВт, а также работающих изолированно от энергосистемы.

Таблица 2.6

Электростанции Белгородской энергосистемы

Генерирующая компания (организация)	Электростанция	Количество и мощность генераторов, шт. / МВт	Суммарная установленная мощность, МВт	Место расположения
	ВСЕГО	**21 / 251**	**251**	
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»	**всего, в том числе**	**7 / 149**	**149**	
	Белгородская ТЭЦ	2×30	60	г. Белгород
	ГТУ ТЭЦ Луч	2×30	60	г. Белгород
	Губкинская ТЭЦ	9+2×10	29	г. Губкин
АО «ГТ Энерго»	**всего, в том числе:**	**4 / 36**	**36**	
	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	4×9	36	г. Белгород
Промышленные предприятия региона (сахарные заводы)	**всего, в том числе:**	**10 / 66**	**66**	
ООО «Русагро-Белгород»	ТЭЦ	6+12	18	г. Валуйки
ООО «Русагро-Белгород» - Филиал «Ника»	ТЭЦ	2×6	12	Волоконовский район
ООО «Дмитротарановский сахарник»	ТЭЦ	2×6	12	Белгородский район
ООО «Краснояружский сахарник»	ТЭЦ	2×6	12	п. Красная Яруга
АО «Сахарный комбинат Большевик»	ТЭЦ	2×6	12	Грайворонский район

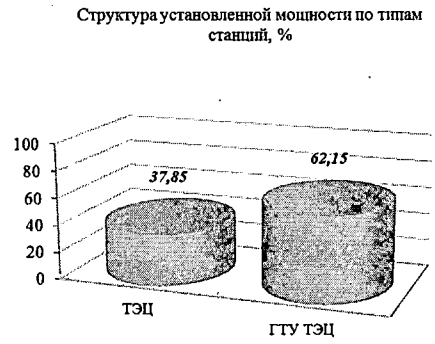


Рисунок 2.4. Структура установленной мощности электростанций Белгородской энергосистемы

За прошедший пятилетний период на территории Белгородской области введено (реконструировано) и выведено из эксплуатации объектов генерации не было.

2.9. Структура выработки электроэнергии[6]

Структура выработки электроэнергии в 2019 году по видам собственности и типам электростанций Белгородской области приведена в таблице 2.7 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.7

Структура выработки электроэнергии

Показатели	Выработано электроэнергии, млн кВт·ч	Доля выработки, %
ВСЕГО, в том числе	**829,2**	**100**
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», в том числе:	**684,0**	**82,5**
Белгородская ГТУ ТЭЦ	352,5	42,5
ГТУ ТЭЦ Луч	252,9	30,5
Губкинская ТЭЦ	78,6	9,5
АО «ГТ Энерго», в том числе:	**68,7**	**8,3**
Мичуринская ГТ-ТЭЦ	68,7	8,3
Электростанции промышленных предприятий, в том числе:	**76,5**	**9,2**
ТЭЦ ООО «Русагро - Белгород» (г. Валуйки)	14,2	1,7
ТЭЦ ООО «Дмитротарановский сахарный завод»	19,6	2,4
ТЭЦ ООО «Русагро - Белгород» - Филиал «Ника»	18,6	2,2
ТЭЦ ООО «Краснояружский сахарник»	13,8	1,7
ТЭЦ АО «Сахарный комбинат Большевик»	10,4	1,3

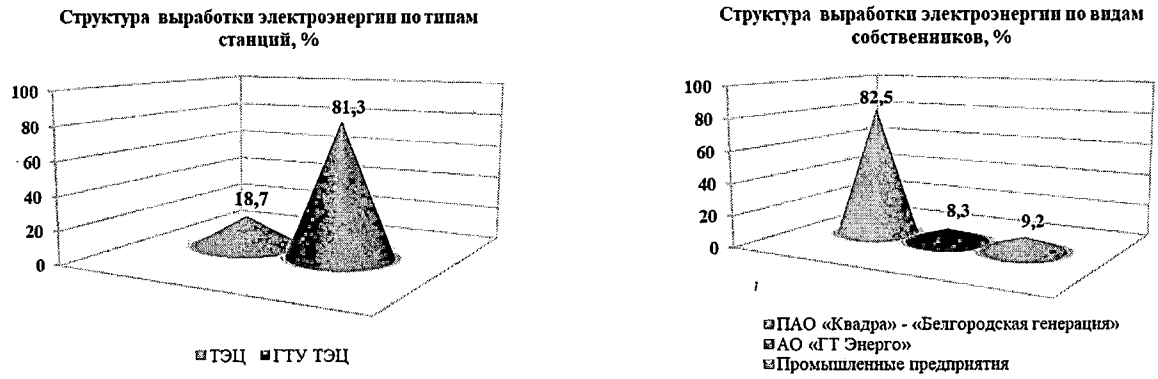


Рисунок 2.5. Структура выработки электроэнергии Белгородской энергосистемы

[6] Без учёта электростанций мощностью менее 5 МВт, а также работающих изолированно от энергосистемы.

2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона

2.10.1. Основные сведения по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

Основные сведения по линиям электропередачи классом напряжения 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Основные сведения по ЛЭП напряжением 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

№	Наименование ВЛ	$U_{ном.}$, кВ	Год ввода	Протяженность (полная), км	Протяженность (на балансе ЧПМЭС), км	Тип провода	Протяженность участка по Белгородской области, км
1	ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Металлургическая	750	1982	189,9	189,9	4×АСО 500/64	60,8
2	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1	500	1976	102,04	90,514	3×АС 330/43	18,01
3	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2	500	2019	102,6	92,6	3×АС 330/66	18.010
4	ВЛ 500 кВ Старый Оскол – Металлургическая	500	1982	35,5	35,5	3×АС 330/43	35,5
5	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди	330	2015	103,848	95,928	2×АС 300/39	103,848
6	ВЛ 330 кВ Белгород – Шебекино	330	1963 1995	27,17 21,73	27,17 21,73	2×АС 400/51	48,9
7	ВЛ 330 кВ Лосево – Шебекино	330	1963 1995	75,7 75,7	16,22 21,88	2×АС 400/51	38,1
8	ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки	330	1969	149.8	126,1	2×АС 240/32	85,41
9	ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	330	1982	14,187	14,187	2×АСО 330/39	14,187
10	ВЛ 330 кВ Белгород (новая площадка) – Белгород	330	2016	2,114	2,114	2×АС 400/51	2,114
11	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Валуйки	330	1967	185,9	44,6	2×АС 300/39	44,6
12	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на ПС Лосево	330	1968	130,5	43,4	2×АС 400/51 2×АС 400/63	43,4
13	ВЛ 330 кВ Металлургическая – Валуйки	330	1999	123,2	123,2	2×АС 500/64 2×АС 300/39 2×АС 240/32	123,2
14	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК 1	330	1984	11,6	10,89	2×АС 500/64	11,6
15	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК 2	330	1984	11,56	10,85	2×АС 500/64	11,56
16	ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол	330	1979	26,61	26,61	2×АС 300/39	26,61
17	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 1	330	1984	18,89	18,19	2×АС 500/64	18,89
18	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 2	330	1984	18,9	18,2	2×АС 500/64	18,9

№	Наименование ВЛ	$U_{ном.}$, кВ	Год ввода	Протяженность (полная), км	Протяженность (на балансе ЧПМЭС), км	Тип провода	Протяженность участка по Белгородской области, км
19	ВЛ 330 кВ Белгород (новая площадка) – Фрунзенская	330	1964	34,128	34,128	2×АС 300/39	34,128
20	ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская	330	1964	129,5	116,7	2×АС 300/39	69,3
			2000		12,8		
			2006		0,3		
21	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	220	1961	110,22	110,22	АС 400/64	49,36

Сводные данные по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Сводные данные по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

№	Класс напряжения, кВ	Количество ЛЭП	Общая протяженность, км	Протяженность участка на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС, км	Протяженность участка по Белгородской области, км
1	750	1	189,900	189,900	60,800
2	500	3	240,140	218,614	71,520
3	330	16	1 161,037	785,197	694,747
4	220	1	110,220	110,220	49,360
	Итого	**21**	**1 701,297**	**1 303,931**	**876,427**

В 2015 году на территории Белгородской области была завершена реконструкция ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди протяженностью 95,928 км.

За период 2015 – 2019 годов на территории Белгородской области были построены и введены в эксплуатацию

- 2016 год: 2 ВЛ напряжением 330 кВ общей протяженностью 3,433 км (ВЛ 330 кВ Губкин (новая площадка) – Губкин и ВЛ 330 кВ Белгород (новая площадка) – Белгород);
- 2019 год: 1 ВЛ напряжением 500 кВ протяженностью 102,6 км (ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2).

2.10.2. Основные сведения по ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС на территории Белгородской области находятся 9 ПС 330-750 кВ, на которых установлено 32 силовых (авто-) трансформатора

высшим классом напряжения 35-750 кВ суммарной установленной мощностью 8310 МВА. Данные по силовым (авто-) трансформаторам 35-750 кВ и ПС 330-750 кВ приведены в таблицах 2.10 и 2.11.

Таблица 2.10

ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода
1	Металлургическая	АТ–1	АТДЦТН–200000/330/110/10	200	1982
		АТ–2	АТДЦТН–200000/330/110/35	200	1980
		АТ–3	3хАОДЦТН-333000/750/330/15	999	1984
		АТ–4	3хАОДЦТН-333000/750/330/15	999	1987
		АТ–5	3хАОДЦТН-417000/750/500/10	1251	1986
2	Старый Оскол	АТ–1	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	1979
		АТ–2	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	1976
		АТ–3	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	1987
		АТ–4	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	1993
		АТ–5	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	2017
3	Белгород	АТ–1	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1969
		АТ–2	АТДЦТН-135000/330/110/35	135	1964
		АТ–3	АТДЦТН-200000/330/110/10	200	1974
		3Т	ТДН-15000/35/6	15	1964
		4Т	ТДН-15000/35/6	15	1964
	Белгород (новая площадка)	АТ–1	АТДЦТН-250000/330/110/10	250	2016
		АТ–2	АТДЦТН-250000/330/110/10	250	2020
4	Валуйки	АТ–1	АТДЦТН–200000/330/110/35	200	1997
		АТ–3	АТДЦТН–200000/330/110/35	200	1980
		3Т	ТДТН–25000/35/10/6	25	2013
		4Т	ТДТН–25000/35/10/6	25	2013
		5Т	ТДН–40000/110/10	40	2013
5	Губкин	АТ–1	АТДЦТН–125000/220/110/35	125	1964
		АТ–2	АТДЦТН–125000/220/110/35	125	1964
	Губкин (новая площадка)	АТ–2	АТДТН-200000/330/110/10	200	2016

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода
		АТ–1	АТДТН-200000/330/110/10	200	2017
		Т-3	ТДТН-63000/110/35	63	2019
		Т-4	ТДТН-63000/110/35	63	2019
		Т-5	ТДТН-63000/110/35	63	2019
6	Фрунзенская	АТ–1	АТДЦТН–195000/330/110/10	195	2008
		АТ–2	АТДЦТН–195000/330/110/10	195	2006
7	Шебекино	АТ–1	АТДЦТН–125000/330/110/6	125	1991

Таблица 2.11

Сводные данные по силовым (авто-) трансформаторам 35 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Количество, шт.	Суммарная установленная мощность, МВА
1	750/500/10	1	1 251
2	750/330/15	2	1 998
3	500/330/35	2	1 002
4	500/110/35	3	750
5	330/110/35	5	935
6	330/110/10	8	1 690
7	330/110/6	1	125
8	220/110/35	2	250
9	110/35	3	189
10	110/10	1	40
11	35/10/6	2	50
12	35/6	2	30
	Всего	**32**	**8 310**

В период 2016 – 2020 годов на территории Белгородской области были введены в эксплуатацию 5 автотрансформаторов и три силовых трансформатора на 3 подстанциях:

2016 год:

– один автотрансформатор 330/110/10 кВ номинальной мощностью 250 МВА на ПС 330 кВ Белгород (новая площадка);

– один автотрансформатор 330/110/10 кВ номинальной мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка).

2017 год:

– один автотрансформатор 330/110/10 кВ номинальной мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка);

– один автотрансформатор 500/110/35 кВ номинальной мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Старый Оскол.

2019 год:

– три трансформатора 110/35 кВ номинальной мощностью 63 МВА каждый на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка).

2020 год:

– один автотрансформатор 330/110/10 кВ номинальной мощностью 250 МВА на ПС 330 кВ Белгород (новая площадка).

2.10.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» находятся 111 линий электропередачи напряжением 110 кВ суммарной протяженностью 2468,715 км.

Основные сведения по линиям электропередачи классом напряжения 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12

Основные сведения по ЛЭП напряжением 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяжен-ность, км	Марка провода (кабеля)
1	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Майская	2007	24,865	АС-185
2	ВЛ 110 кВ Дубовое – Майская	1959	5,267	АС-185/29
3	ВЛ 110 кВ Долбино – Майская	1959	11,729	АС-185/29
4	ВЛ 110 кВ Южная – Майская	1975	7,55	АС-185/29
5	ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с отпайкой на ПС Шебекино	1961	32,929	АС-185
6	ВЛ 110 кВ Химзавод – Нежеголь	2014	6,949	АС 185/29
7	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка	1967	43,2	АС-70
8	ВЛ 110 кВ Волоконовка – Новый Оскол	1965	42,2	АС-240
9	ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардей-ское	1984	28,4	АС-150
10	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск районная I цепь	1969	17,2	АС-120
11	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск районная II цепь	1969	17,2	АС-120
12	ВЛ 110 кВ Алексеевка-тяговая – Алексеевка	1988	5,6	АС-120
13	ВЛ 110 кВ Валуйки – Алексеевка-тяговая	1969	64,2	АС-120
14	ВЛ 110 кВ Валуйки – Палатовка	1969	30,1	АС-120
15	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское	1984	25,3	АС-150
16	ВЛ 110 кВ Айдар – Ровеньки	1999	17,6	АС-120
17	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Центральная № 1	1977	60,528	АС-300, АС-185, АС-240
18	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Архангельское № 1	1986	9,3	АС-120/19

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяжен-ность, км	Марка провода (кабеля)
19	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 1	1974	21,771	АС-185, АС-120, АС-150
20	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры	1964	18,575	АС-240, АСО-300, АС-300
21	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна	1964	30,461	АС-240/32
22	ВЛ 110 кВ Короча – Скородное	1979	28,7	АС-120/19
23	ВЛ 110 кВ Скородное – Коньшино	1977	15,1	АС-120, АС-150
24	ВЛ 110 кВ Чернянка – Новый Оскол	1964	18,8	АС-240/39
25	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Серебрянка	1989	26,84	АС-150, АС-240
26	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – ПТФ № 2	1981	16,46	АЖ-120
27	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – ПТФ № 1	1981	11,02	АЖ-120
28	ВЛ 110 кВ Металлургическая – Голофеевка № 2	1978	14,644	АС-400
29	ВЛ 110 кВ Металлургическая – Голофеевка № 1	1980	15,038	АС-300/39
30	ВЛ 110 кВ Шеино – Короча	1967	26,643	АС-120, АС-150
31	ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики	1963	33,264	АС-240, АС-120
32	ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая	1975	24,377	АС-300, АС-185
33	ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры	1964	10,9	АСО-300, АС-300
34	ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП 7 I цепь с отпайкой на ПС 123	1972	6,081	АСО-500, АКП-500
35	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка	1964	29,9	АС-240/39
36	ВЛ 110 кВ Коньшино – Голофеевка	1977	47,1	АС-150, АС-120
37	ВЛ 110 кВ Белгород – Шеино	1967	21,568	АС-120, АС-150
38	ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник № 1 с отпайками	1979	47,467	АС-185
39	ВЛ 110 кВ Белгород – Сажное	1960	35,557	АС-150
40	ВЛ 110 кВ Белгород – Авторемзавод с отпайками	1985	14,363	АС-185
41	ВЛ 110 кВ Белгород – Восточная цепь II с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1974	8	АС-185
42	ВЛ 110 кВ Белгород – Восточная цепь I с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1971	10,327	АС-185
43	ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка	1983	19,012	АЖ-120
44	ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка	1969	35,411	АС-120/19
45	ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	1988	38	АС-120
46	ВЛ 110 кВ Ивня – Ракитное	1994	45,9	АС-120/19
47	ВЛ 110 кВ Серебрянка – Максимовка	1987	60,075	АС-150/24
48	ВЛ 110 кВ Красная Яруга – Ракитное	1986	12,346	АС-120
49	ВЛ 110 кВ Грайворон – Казачья Лопань	1961	12,4	АС-95
50	ВЛ 110 кВ Южная – Западная № 2	1975	16,834	АС-185/29
51	ВЛ 110 кВ Красная Яруга – Грайворон	1979	35,382	АС-120/19
52	ВЛ 110 кВ Готня – Красная Яруга	1975	12,6	АС-120/19
53	ВЛ 110 кВ Шебекино – Химзавод	1973	8,102	АС-185/29
54	ВЛ 110 кВ Шебекино – Лизины № 1	1994	0,65	АС-185/29
55	ВЛ 110 кВ Борисовка – Грайворон	2002	34,09	АС-150/24
56	КВЛ 110 кВ Белгород – Южная № 1 с отпайками	1968	6,448	АС-185
57	ВЛ 110 кВ Белгород – Пищепром	1968	1,323	АС-150
58	КВЛ 110 кВ Фрунзенская – Белгородская ТЭЦ с отпайкой на ПС Стрелецкая	1986	41,214	АС-120, АС-185, АС-150
59	ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник № 2 с отпайками	1986	46,549	АС-185
60	КВЛ 110 кВ Шебекино – Южная с отпайками	1974	54,873	АС-185
61	ВЛ 110 кВ Беломестное – Прохоровка	1960	62,004	АС-150
62	ВЛ 110 кВ Белгород – Беломестное	1960	10,404	АС-150

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяжен-ность, км	Марка провода (кабеля)
63	ВЛ 110 кВ Шебекино – Лизины № 2	1993	0,698	АС-185/29
64	ВЛ 110 кВ Черемошное – Долбино	1968	50,35	АС-185
65	ВЛ 110 кВ Белгород – Дубовое	1992	7,6	АС-185
66	ВЛ 110 кВ Белгород – ГТУ ТЭЦ Луч	1968	7,67	АС-185
67	ВЛ 110 кВ Валуйки – ГКС № 1	1976	2,3	АС-95
68	ВЛ 110 кВ Валуйки – ГКС № 2	1976	2,3	АС-120
69	ВЛ 110 кВ Валуйки – Оросительная № 1	1969	5,4	АС-185, АЖ-120
70	ВЛ 110 кВ Валуйки – Оросительная № 2	1969	5,4	АС-185
71	ВЛ 110 кВ Валуйки – Валуйки тяговая № 1	1969	2,8	АС-120
72	ВЛ 110 кВ Валуйки – Валуйки тяговая № 2	1969	2,8	АС-120
73	ВЛ 110 кВ Вейделевка – Айдар	1969	41,6	АС-95, АС-120
74	ВЛ 110 кВ Валуйки – Вейделевка	1969	26,129	АС-95
75	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Айдар	1990	82,6	АС-120
76	ВЛ 110 кВ Белгород – Мичуринская ГТ-ТЭЦ	1962	10,47	АС-185
77	ВЛ 110 кВ Западная – Авторемзавод	1961	3,69	АС-185
78	ВЛ 110 кВ Прохоровка – Ржава	1968	8,59	АС-150
79	ВЛ 110 кВ Сажное – Александровка	1968	27,195	АС-150
80	ВЛ 110 кВ Александровка – Ржава	1968	8,905	АС-150
81	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Промышленная	1983	36,358	АС-185/29
82	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Пушкарная	1977	6,9	АС-185/29
83	ВЛ 110 кВ Старый Оскол Тяговая – Промышленная	1981	2,994	АС-185/29
84	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Центральная № 2	1977	26,16	АС-185/29
85	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Архангельское № 2	1986	9,525	АС-120/19
86	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 2	1974	21,771	АС-185, АС-120, АС-150
87	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Очистные	1980	14,879	АС-185/29
88	ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками	1977	41,443	АС-240, АС-120, АС-185
89	ВЛ 110 кВ Голофеевка –Тяговая Новый Оскол	2003	55,683	АС-240/32
90	ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Тяговая Новый Оскол	2003	12,6	АС-240/32
91	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Обуховская № 1	1977	17,545	АС-400, АС-150
92	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Обуховская № 2	1977	17,599	АС-400, АС-150
93	ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка	1969	37,18	АС-120
94	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Долгая Поляна	1964	12,9	АС-240/32
95	ВЛ 110 кВ Малиновка – Готня	1969	21,311	АС-185
96	ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская	2017	23,686	АС-240
97	ВЛ 110 кВ Ватутинская – Волоконовка	2017	28,766	АС-240
98	ВЛ-110 кВ Губкин – Бекетово	1964	21,076	АС-150
99	ВЛ-110 кВ Губкин-Мантурово	1975	12,386	АС-150
100	ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное	1968	40,384	АС-185
101	ВЛ 110 кВ Пищепром – Северная	1968	12,546	АС-120
102	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2	1968	13,365	АС-120
103	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Северная с отпайкой на ПС Стрелецкая	1968	14,445	АС-185
104	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 1	2007	23,563	АС-185
105	ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП 7 II цепь с отпайками	1972	12,080	АСО-500, АКП-500
106	ВЛ 110 кВ Шебекино – Нежеголь	1994	9,55	АС-185
107	КВЛ 110 кВ Белгород – Белгородская ТЭЦ	2006	5,918	АС-185 АС-150
108	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Рудник	2007	21,29	АС-185/29

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
109	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1	2008	15,1	АС-185/29
110	ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2	2008	21,019	АС-120
111	ВЛ 110 кВ Мичуринская ГТ-ТЭЦ – Фрунзенская с отпайками	2016	25,506	АС-185

За период 2015 – 2019 годов филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» были введены в эксплуатацию 20,852 км новых ВЛ 110 кВ:

– заходы ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка на ПС 110/10 кВ Ватутинская общей суммарной протяженностью 7,452 км с образованием ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская и ВЛ 110 кВ Ватутинская – Волоконовка;

– заходы ВЛ 110 кВ Томаровка – Готня на ПС 110/35/10 кВ Малиновка протяженностью 13,4 км с образованием ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка и ВЛ 110 кВ Малиновка – Готня.

2.10.4. Основные сведения по ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» находятся 58 ПС 110 кВ, на которых установлено 116 силовых трансформаторов суммарной установленной мощностью 2637,7 МВА. Данные по силовым трансформаторам и ПС 110 кВ приведены в таблицах 2.13 и 2.14.

Таблица 2.13

ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	$S_{ном.}$, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 19.06.2019	$k_{загр.}$, %	Загрузка, МВА 18.12.2019	$k_{загр.}$, %
1	Авторемзавод	1Т	ТДН-16000/110/6	16	1987	2,84	17,78	3,62	22,61
		2Т	ТДН-16000/110/6	16	1987	3,43	21,44	4,94	30,90
2	Айдар	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	1,98	12,38	2,43	15,19
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1971	3,49	34,90	4,05	40,50
3	Александровка	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2010	9,58	57,53	13,09	52,36
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2010	4,80	19,19	8,00	32,01
4	Алексеевка районная	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1982	14,92	59,68	16,06	64,24
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1982	14,19	56,74	15,03	60,10
		3Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1992	15,36	61,44	17,85	71,39
5	Архангельское	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1977	4,73	47,32	6,89	68,87

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	$S_{ном.}$, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 19.06.2019	$k_{загр.}$, %	Загрузка, МВА 18.12.2019	$k_{загр.}$, %
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	4,37	27,34	4,94	30,85
6	Белгород-1	1Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	1995	11,65	29,13	11,07	27,68
		2Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2011	12,42	31,05	10,76	26,90
		3Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2011	7,73	19,33	14,37	35,92
7	Борисовка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2015	4,77	29,84	5,86	36,64
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2015	3,22	20,11	4,41	27,54
8	Верхняя Покровка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1968	7,37	73,72	8,15	81,49
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	3,69	36,88	4,52	45,18
9	Ватутинская	1Т	ТМН-6300/110/10	6,3	2018	0,33	5,30	0,43	6,88
		2Т	ТМН-6300/110/10	6,3	2018	0,02	0,31	0,02	0,27
10	Вейделевка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1982	3,40	34,02	3,82	38,19
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1985	2,75	27,47	2,97	29,71
11	Витаминный комбинат	1Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2015	7,93	19,83	8,85	22,13
		2Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2015	8,08	20,21	10,29	25,73
12	Волоконовка	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1991	6,12	24,48	6,95	27,80
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1994	8,76	35,04	9,44	37,74
13	Восточная	1Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2013	18,52	46,31	18,21	45,52
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2013	13,96	34,91	18,70	46,75
14	Голофеевка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1973	0,47	4,68	1,40	14,00
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	1,32	13,16	0,63	6,28
15	Готня	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1985	3,25	20,31	4,83	30,22
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1985	5,12	32,01	5,66	35,41
16	Грайворон	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1981	4,38	27,35	4,54	28,36
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1970	9,78	61,10	12,84	80,25
17	Долгая Поляна	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1986	1,28	20,29	1,81	28,81
18	Донец	3Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2007	10,29	25,73	11,03	27,57
		4Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2007	13,06	32,65	9,28	23,21
19	Дубовое	1Т	ТРНДЦН-40000/110/10/10	40	1991	6,12	15,29	8,59	21,47
		2Т	ТРНДЦН-40000/110/10/10	40	1991	9,12	22,79	10,08	25,21
20	Журавлики	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1996	7,97	31,88	11,26	45,04
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	4,27	10,67	5,54	13,84
21	Западная	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1982	7,59	47,42	7,25	45,32
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1976	7,17	44,81	7,32	45,75

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	$S_{ном.}$, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 19.06.2019	$k_{загр.}$, %	Загрузка, МВА 18.12.2019	$k_{загр.}$, %
22	Ивня	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1981	1,74	17,35	2,15	21,45
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1984	4,62	46,19	4,83	48,34
23	Красногвардейское	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1971	7,10	44,39	8,16	51,01
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	4,68	29,23	5,82	36,37
24	Казацкие Бугры	1Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1992	1,44	5,76	3,18	12,71
		2Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1988	4,58	18,33	4,70	18,79
25	Коньшино	2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1992	0,17	2,77	0,32	5,02
26	Короча	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1988	8,36	52,28	10,05	62,83
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1988	14,51	90,68	13,33	83,31
		3Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	5,87	36,68	7,15	44,72
27	Крапивенская	1Т	ТДН-16000/110/10	16	2010	5,14	32,15	4,25	26,54
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	2010	3,69	23,05	3,08	19,25
28	Красная Яруга	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	5,27	32,93	5,33	33,30
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991	2,54	15,89	4,47	27,94
29	Крейда	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	2014	4,75	19,00	4,50	18,00
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	2014	6,14	24,56	4,01	16,05
30	Майская	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2009	7,35	18,37	10,00	24,99
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2009	6,01	15,03	7,45	18,62
31	Максимовка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1986	2,14	13,35	1,48	9,25
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991	1,52	9,47	1,92	12,00
32	Малиновка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2017	10,56	65,98	7,38	46,12
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2017	8,07	50,43	8,01	50,06
33	Нежеголь	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2014	4,19	10,48	9,64	24,09
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2014	3,98	9,96	6,48	16,19
34	Новый Оскол	1Т	ТДТНГ-31500/110/35/10	31,5	1965	7,02	22,30	10,33	32,80
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1985	5,17	20,67	5,86	23,43
35	Обуховская	1Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1978	1,28	5,13	1,26	5,04
		2Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1977	0,92	3,67	1,20	4,80
36	Оросительная	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	4,29	26,78	6,28	39,22
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2000	2,89	18,05	4,82	30,15
37	Очистные	1Т	ТДН-16000/110/6	16	1979	1,95	12,20	2,24	13,98
		2Т	ТДН-16000/110/6	16	1978	2,42	15,12	2,19	13,66

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	$S_{ном.}$, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 19.06.2019	$k_{загр.}$, %	Загрузка, МВА 18.12.2019	$k_{загр.}$, %
38	Пищепром	1Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1995	2,08	8,31	4,52	18,06
		2Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1979	4,53	18,13	5,45	21,80
39	Промышленная	1Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1981	11,46	45,86	9,53	38,13
		2Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1982	4,89	19,54	6,32	25,29
40	ПТФ	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1982	7,32	45,77	5,14	32,11
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1981	4,24	26,50	4,29	26,79
41	Пушкарная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1977	7,74	19,35	11,42	28,55
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1977	9,65	24,13	11,10	27,75
42	Ракитное	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1990	4,84	30,27	5,80	36,26
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1990	0,17	1,05	0,18	1,14
43	Ровеньки	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2000	5,16	32,26	5,79	36,21
44	Рудник	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1979	7,17	28,68	5,88	23,52
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1979	3,15	12,61	7,92	31,67
45	Северная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2006	6,62	16,56	9,27	23,17
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2006	10,19	25,48	12,59	31,47
46	Серебрянка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1987	0,53	5,29	1,14	11,41
47	Скородное	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	3,26	20,37	4,46	27,89
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1994	4,33	27,04	5,51	34,42
48	Старый Оскол-1	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1990	11,12	44,49	10,82	43,29
		2Т	ТДТН-20000/110/35/6	20	1967	0,73	3,65	1,40	7,02
		3Т	ТРНДЦН-25000/110/6	25	1989	6,72	26,89	7,30	29,19
49	Стрелецкая	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1989	2,98	18,61	5,74	35,87
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1992	3,95	24,69	7,07	44,16
50	Строитель	1Т	ТДН-15000/110/6	15	1968	5,25	35,02	6,70	44,66
		2Т	ТДНГ-15000/110/6	15	1962	4,12	27,49	5,13	34,19
51	Томаровка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1973	9,14	57,14	12,14	75,90
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	5,48	34,26	4,62	28,88
52	Хим. завод	1Т	ТРДН-32000/110/6/6	32	1980	9,60	30,00	10,40	32,49
		2Т	ТРДН-32000/110/6/6	32	1979	11,31	35,36	14,06	43,94
53	Центральная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1988	11,36	28,41	23,46	58,65
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1988	8,62	21,55	0,00	0,00
54	Черемошное	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1994	6,63	26,51	9,94	39,76

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	$S_{ном.}$, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 19.06.2019	$k_{загр.}$, %	Загрузка, МВА 18.12.2019	$k_{загр.}$, %
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2001	10,22	40,86	11,89	47,57
55	Чернянка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1972	6,87	42,94	9,17	57,31
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2009	5,34	33,36	6,92	43,23
56	Шебекино	1Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	16,65	41,63	13,00	32,50
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	8,88	22,20	11,36	28,40
57	Шеино	1Т	ТДТН-10000/110/10	10	1986	1,81	18,11	2,03	20,25
		2Т	ТДН-10000/110/10	10	2017	1,56	15,57	2,44	24,45
58	Южная	1Т	ТДТН-40000/110/10/6	40	1983	16,13	40,33	16,02	40,04
		2Т	ТДТН-40000/110/10/6	40	1988	15,04	37,60	16,96	42,40

На 4 ПС установлено по одному силовому трансформатору, на 4 ПС по 3, и на остальных 50 ПС – по 2 силовых трансформатора.

Таблица 2.14

Сводные данные по силовым трансформаторам 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

№ п/п	Класс напряжения трансформаторов, кВ	Количество трансформаторов, шт.	Суммарная установленная мощность, МВА
1	110/35/10	54	884,1
2	110/35/6	12	370
3	110/10/10	12	480
4	110/10/6	6	180
5	110/6/6	9	344
6	110/10	16	260,6
7	110/6	7	119
	Всего	**116**	**2 637,70**

За 2015 – 2019 годы филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» была построена и введена в эксплуатацию 1 новая ПС:

– ПС 110/10 кВ Ватутинская с 2 силовыми трансформаторами мощностью 2×6,3 МВА.

В 2017 году произведена комплексная реконструкция ПС Малиновка с переводом на класс напряжения 110/35/10 кВ и увеличением трансформаторной мощности с 20 МВА до 32 МВА.

На 3 ПС 110 кВ были заменены 5 силовых трансформаторов с изменением установленной мощности ПС 110 кВ.

Таблица 2.15

Перечень ПС 110 кВ, на которых была произведена замена силовых трансформаторов

№ п/п	Подстанция	Класс напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	$S_{ном.}$, МВА (на дату 01.01.2015)	$S_{ном.}$, МВА (на дату 31.12.2019)	$\Delta S_{ном.}$, МВА (транс.)	$\Delta S_{ном.}$, МВА (по ПС в целом)
1	Витаминный комбинат	110/6/6	1Т	25	40	15,0	30,0
			2Т	25	40	15,0	
3	Красная Яруга	110/35/10	1Т	10	16	6,0	12,0
			2Т	10	16	6,0	
4	Шеино	110/10	2Т	3,2	10	6,8	6,8

2.10.5. Основные сведения по ЛЭП и подстанциям, находящимся на балансе сторонних организаций

На территории Белгородской области эксплуатируются подстанции и линии электропередачи, находящиеся на балансе предприятий и организаций, для которых выработка, передача и распределение электроэнергии не являются основным видом деятельности. Наибольшую протяжённость имеют электрические сети, находящиеся на балансе АО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК» и АО «ОЭМК».

В таблице 2.16 приведены сведения по ЛЭП 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций.

Таблица 2.16

Основные сведения по ЛЭП 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	$U_{ном.}$, кВ	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода
1	ВЛ 330 кВ Металлургическая – Лебеди с отпайкой на ПС Лебеди (новая площадка)	АО «Лебединский ГОК»	330	2хАС–300/39	38,300	1982
					0,794	2018
2	ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди		330	2хАС–300/39	4,100	1983
3	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди		330	2хАС–300/39	8,600	1983
4	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – ГПП 7 I цепь		110	АС–500/64	23,532	1977
5	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – ГПП 7 II цепь		110	АС–500/64	23,532	1977
6	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 3 I цепь		110	АС–240/39	0,426	1977
				АС–500/64,	0,624	
7	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 3 II цепь		110	АС–240/39	0,426	1977
				АС–500/64,	0,624	
8	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 5 I цепь		110	АС–240/39	0,395	2009
9	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 5 II цепь		110	АС–240/39	0,395	2009
10	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 6 II цепь		110	АС–240/32	3,140	2005

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	$U_{ном.}$, кВ	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода
11	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 6 I цепь с отпайкой на ГПП 2		110	АС–240/32	4,027	2005
12	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 2 II цепь		110	АС–240/32	3,225	2008
13	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 4 I цепь с отпайкой на ПС–109		110	АС–240/32	7,593	1982
14	ВЛ 110 кВ Лебеди – ПС 109 II цепь		110	АС–240/32	7,092	1982
15	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 8 I цепь		110	АС–240/39	6,880	1981
16	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 8 II цепь		110	АС–240/39	6,880	1981
17	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 I цепь		110	АС–500/64	9,960	1977
18	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 II цепь		110	АС–500/64	9,960	1977
19	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 III цепь		110	АС–500/64	10,760	2018
20	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 IV цепь		110	АС–500/64	10,760	2018
21	ВЛ 110 кВ Лебеди – ПС 122 I цепь с отпайками		110	АС–240/39	10,291	1985
22	ВЛ 110 кВ Лебеди – ЛГОК II цепь		110	АС–240/39	5,161	1985
23	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 4 I цепь		110	АС–240/39	3,227	2008
24	КВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП-1 I цепь		110	АПвВгнг-1×630/150-64/110	0,199	2019
25	КВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП-1 II цепь		110	АПвВгнг-1×630/150-64/110	0,300	2019
26	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК № 1		330	2хАС–500/64	0,700	1984
27	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК № 2		330	2хАС–500/64	0,700	1984
28	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК № 1		330	2хАС–500/64	0,710	1984
29	ВЛ 330 кВ Металлургическая – ОЭМК № 2		330	2хАС–500/64	0,710	1984
30	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 1		110	АС–400; NOKUDEY 3(1x630)	7,600 0,685	1982
31	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 2		110	АС–400 NOKUDEY 3(1x630)	7,600 0,685	1982
32	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 1		110	АС–185	4,600	1978
33	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 2		110	АС–185	4,600	1978
34	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промводозабор № 1		110	АС–120/19	2,500	1983
35	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промводозабор № 2	АО «ОЭМК»	110	АС–120/19	2,550	1983
36	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.1 Т4		110	NOKUDEY 3(1x240)	1,075	1982
37	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.2 Т5		110	NOKUDEY 3(1x240)	1,182	1982
38	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 91Е Т1		110	МКАШв 3(1x150)	1,600	1984
39	КЛ 110 кВ ГПП – 91Е Т2		110	МКАШв 3(1x150)	1,100	1984
40	КЛ 110 кВ ГПП – SH-1 Т13		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,135	1984
41	КЛ 110 кВ ГПП – SH-1 Т24		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,125	1984
42	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т1		110	2XSY 3(1x240+35)	1,740	1991
43	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т2		110	2XSY 3(1x240+35)	1,750	1991
44	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т1		110	A2XS(FL) 3(1x240)	2,600	2008
45	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т2		110	A2XS(FL) 3(1x240)	2,590	2008
46	КЛ 110 кВ ГПП – SH-2		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,536	1984
47	КЛ 110 кВ ГПП – SH-3		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,490	1984
48	КЛ 110 кВ ГПП – SH-4		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,429	1984
49	КЛ 110 кВ ГПП – SH-5		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,373	1984
50	КЛ 110 кВ ГПП – АКОС № 1		110	A2XS(FL) 3(1x240)	0,350	2008

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	$U_{ном.}$, кВ	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода
51	КЛ 110 кВ ГПП – АКОС № 2		110	A2XS(FL) 3(1x240)	0,320	2008
52	КЛ 110 кВ ГПП – АКОС № 3		110	A2XS(FL) 3(1x240)	0,310	2010
53	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат яч. Е11		110	FXKJ 6(1x800+95)	0,460	1984
54	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат яч. Е19		110	FXKJ 6(1x800+95)	0,555	1984
55	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 C1		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,100	1984
56	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 C2		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,125	1984
57	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 CF		110	FXKJ 3(1x240+95)	0,080	1984
58	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 с отпайкой на ГПП-11		110	АС–400;	15,356	2009
				АС–240	0,162	2009
59	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 2 с отпайками		110	АС–400;	15,356	2010
				АС–150;	4,100	2010
				АС–240;	2,086	2010
				АС–95	1,548	2010
60	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 с отпайкой на ГПП-11		110	АС–400;	15,356	2009
				АС–240	0,204	2009
61	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 4 с отпайками		110	АС–400;	15,356	2010
				АС–150;	4,100	2010
				АС–240;	2,086	2010
				АС–95	1,548	2010
62	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 1 с отпайками		110	АС-240;	20,096	2009
				АС–150		2009
63	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 2 с отпайками	ОАО «Стойленский ГОК»	110	АС-240;	20,089	2011
				АС–150		2011
64	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1 с отпайками		110	АС–150	13,590	2009
65	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 2 с отпайками		110	АС–150	13,590	2009
66	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 на ГПП-14		110	АС-240	1,347	2016
67	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 на ГПП-14		110	АС-240	1,347	2016
68	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1 на ГПП-15		110	АС-150	0,202	2016
69	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 2 на ГПП-15		110	АС-150	0,202	2016
70	Фидер 5 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)		110	АС-150	0,740	2016
71	Фидер 6 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)		110	АС-150	0,740	2016
72	Старый Оскол – Стройиндустрия № 1	ЗАО «Спецэнерго»	110	АС–240	6,000	1977
73	Старый Оскол – Стройиндустрия № 2		110	АС–240	6,000	1977
74	ЛЭП-110 ввод № 1	ОАО «ОЗММ»	110	АС–240/39	0,048	1978
75	ЛЭП-110 ввод № 2		110	АС–240/39	0,055	1978
76	ВЛ 110 кВ ПС Губкин 330 – ПС Промышленная	ОАО «РЖД»	110	АС–185	3,500	1997
77	ВЛ 110 кВ ПС Голофеевка – ПС Новый Оскол		110	АС–240	55,680	2003
78	Лизины-1	ООО «Биохим-сервис»	110	АС–185	0,040	1975
79	Лизины-2		110	АС–185	0,040	1977
80	ВЛ 110 кВ № 1 Рудник-2	ООО «Крипанга»	110	АС–185	1,440	2003
81	ВЛ 110 кВ № 2 Рудник-2		110	АС–185	1,440	2003
82	Оскол-500 от яч. 43	ООО «ОСМиБТ»	110	RG 5HE–64/120 кВ 1x185	0,330	1990

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	$U_{ном.}$, кВ	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода
83	Оскол-500 от яч. 44		110	RG 5HE–64/120 кВ 1x185	0,330	1990
84	ВЛ 110 кВ Мичуринская ГТ-ТЭЦ – Фрунзенская с отпайками	АО «ГТ Энерго»	110	АС-185	24,760	2008
85	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Гринхаус	ООО «Гринхаус»	110	АС-240/32	10,213	2017
86	Губкин – КМАруда I цепь	АО «Комбинат КМАруда»	110	АПвВнг-630	0,400	2019
				АС-150/24	8,900	2019
87	Губкин – КМАруда II цепь		110	АПвВнг-630	0,600	2019
				АС-150/24	8,900	2019

Всего на балансе сторонних организаций находится 87 ЛЭП напряжением 110 кВ и выше суммарной протяженностью 530,745 км, в том числе: 7 ЛЭП 330 кВ протяженностью 54,614 км и 80 ЛЭП 110 кВ протяженностью 476,131 км.

В 2015 – 2019 годах сторонними организациями были введены в эксплуатацию 1 ВЛ 330 кВ и 13 ВЛ 110 кВ, в том числе:

– АО «Лебединский ГОК» ввел в эксплуатацию ВЛ 330 кВ Металлургическая – Лебеди с отпайкой на ПС Лебеди (новая площадка) протяженностью 0,794 км, 2 ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП-7 III цепь, ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП-7 IV цепь протяженностью 21,52 км, 2 КВЛ 110 кВ: КВЛ 110 кВ ГПП-7 – ГПП-1 I цепь, КВЛ 110 кВ ГПП-7 – ГПП-1 II цепь протяженностью 0,499 км;

– ОАО «Стойленский ГОК» ввел в эксплуатацию 6 ВЛ 110 кВ: 2 отпайки от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1, СГОК № 3 на ГПП-14, 2 отпайки от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1, СГОК № 2 на ГПП-15 и 2 ВЛ 110 кВ от ГПП-15 до ГПП-3, ГПП-6 общей протяженностью 4,578 км;

– ООО «Гринхаус» ввел в эксплуатацию 1 ВЛ 110 кВ протяженностью 10,213 км;

– АО «Комбинат КМАРуда» ввел в эксплуатацию 2 КВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Губкин – КМАРуда цепь 1, ВЛ 110 кВ Губкин – КМАРуда цепь 2 общей протяженностью 18,8 км.

Сводные данные по ЛЭП напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций, приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17

Сводные данные по ЛЭП 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№	Собственник	Класс напряжения, кВ	Количество ЛЭП	Длина ЛЭП, км
1	АО «Лебединский ГОК»	330	3	51,794
		110	22	149,409

№	Собственник	Класс напряжения, кВ	Количество ЛЭП	Длина ЛЭП, км
		всего	**25**	**201,203**
2	АО «ОЭМК»	330	4	2,82
		110	28	48,845
		всего	**32**	**51,665**
3	ОАО «Стойленский ГОК»	330	-	-
		110	14	149,201
		всего	**14**	**149,201**
4	Прочие организации	330	-	-
		110	16	128,676
		всего	**16**	**128,676**
Итого			**87**	**530,745**

В таблице 2.18 приведены сведения по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций.

Таблица 2.18

Основные сведения по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	$U_{ном.}$ ВН, кВ	Номинальная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
1	ПС 330 кВЛебеди	АО «Лебединский ГОК»	330	2×200	1983
2	ПС 330 кВЛебеди (новая площадка)		330	1×200	2018
3	ГПП-1		110	40 + 63	1972
4	ГПП-3		110	2×63	1975
5	ГПП-5		110	2×63	1981
6	ГПП-6		110	2×40	1982
7	ГПП-7		110	–	2010
8	ПС 109		110	2×63	1999
9	ПС 112		110	2×63	2016
10	ГПП-2		110	2×40 + 2×25	1975
11	ГПП-4		110	2×40 + 2×25	1978
12	Тяговая-1		110	2×32	1972
13	ГПП-8		110	2×40	1980
14	ПС 228		110	16 + 10	1972
15	ПС 122		110	2×40	2015
16	ПС 123		110	4×16	1985
17	ГПП 330/110	АО «ОЭМК»	330	5×320	1984
18	Меткомбинат 24.11		110	2×63	1982
19	12E		110	2×63	1982
20	SH-1		110	2×63	1984
21	91E		110	2×40	1984
22	16E		110	2×63	1986
23	17E		110	2×63	2000

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	$U_{ном.}$ ВН, кВ	Номинальная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
24	SH-2		110	105	1984
25	SH-3		110	105	1984
26	SH-4		110	105	1984
27	SH-5		110	105	1984
28	ЭП-8		110	20	1995
29	ЭП-8А		110	25	1995
30	ЭП-7		110	25	2008
31	SH-34		110	2×80	1984
32	Строительная		110	2×25	1978
33	Промводозабор		110	2×10	1983
34	ГПП-2	ОАО «Стойленский ГОК»	110	2×16	1999 - 2003
35	ГПП-3		110	2×25	1973
36	ГПП-4		110	2×10	1984
37	ГПП-5		110	4×16	1982 - 2007
38	ГПП-6		110	4×16 + 2×10	1983 - 2014
39	ГПП-7		110	4×40	1984 - 2007
40	ГПП-9		110	15 + 16	2004 - 2008
41	ГПП-10		110	2×10	2008
42	ГПП-14		110	2×63	2016
43	ГПП-15		110	2×10 + 2×16	2016
44	ГПП-2	ЗАО «Осколцемент»	110	2×16	1975
45	Карьер мела		110	10 + 6,3	1972
46	ЦРП-110/6		110	2×32	1970
47	Стройиндустрия	ЗАО «Спецэнерго»	110	2×25	1979
48	Цемзавод	ЗАО «Белгородский цемент»	110	2×40	1979
49	Строительная	ОАО «КМАПЖС»	110	2×10	1970
50	Ремзавод-1	ОАО «ОЗММ»	110	2×40	1978
51	Алексеевка-тяговая	ОАО «РЖД»	110	40 + 20	1967
52	Беломестное		110	2×16	1978
53	Валуйки-тяговая		110	2×40	1967
54	Долбино		110	15 + 20	1959
55	Палатовка		110	2×40	1968
56	Прохоровка		110	2×10	1960
57	Сажное		110	2×15	1960
58	Старый Оскол-тяговая		110	2×40	2000
59	Тяговая-Новый Оскол		110	2×25	2003
60	Белгородская ТЭЦ	Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»	110	2x40	2007
61	ГТУ ТЭЦ Луч		110	2x40	2005
62	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	110	2×25	2005
63	ГКС	ОАО «Трансгаз»	110	25 + 40	
64	Белгород-2	ООО «Подстанция Белгород-2»	110	25 + 40	1983; 2009
65	Лизины	ООО «Биохим-сервис»	110	2×16	1975
66	Рудник-2	ООО «Карпанга»	110	2×25	2003
67	Стройматериалы	ООО «ОСМиБТ»	110	2×40	1990
68	Гринхаус	ООО «Гринхаус»	110	1×63	2017

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	$U_{ном.}$ ВН, кВ	Номинальная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
69	КМАРуда	АО «Комбинат КМАруда»	110	2×40	2019

Сводные данные по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций, приведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19

Сводные данные по ПС 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№	Класс напряжения, кВ	Количество трансформаторов	Суммарная мощность, МВА	Количество ПС
1	330	8	2 200,0	3
2	110	138	4 699,3	66
	Итого	**146**	**6 899,3**	**69**

Всего на территории Белгородской области находится 69 абонентских подстанций классом напряжения 110 кВ и выше, на которых установлены 146 силовых трансформатора суммарной мощностью 6899,3 МВА.

В 2015 – 2019 годах были введены в эксплуатацию:

- 1 подстанция 330 кВ на предприятии АО «Лебединский ГОК» – ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) с одним автотрансформатором мощностью 200 МВА;
- 3 подстанции 110 кВ, 1 ПС – на предприятии ОАО «Стойленский ГОК» ПС 110/10 кВ ГПП-14 с 2 силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый, для электроснабжения фабрики окомкования концентрата, 1 ПС – на предприятии АО «Лебединский ГОК» ПС 110/10 кВ ПС 112 с 2 силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый, 1 ПС – на предприятии ООО «Гринхаус» ПС 110/10 кВ Гринхаус с 1 силовым трансформатором мощностью 63 МВА для электроснабжения тепличного комбината и 1 ПС – на предприятии АО «Комбинат КМАРуда» с 2 силовыми трансформаторами мощностью 40 МВА каждый.

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Белгородской области

В настоящее время существуют следующие особенности в функционировании и развитии электроэнергетики на территории Белгородской области:

Энергосистема Белгородской области является дефицитной: по состоянию на конец 2019 года за счёт собственной выработки покрывается

только 5,2 процента электропотребления. Кроме того, существует диспропорция в территориальном размещении генерации и потребления. Наибольшее потребление электроэнергии приходится на территории Губкинского и Старооскольского городских округов (АО «ОЭМК», АО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК»), в то время как большая часть генерации сосредоточена в районе города Белгорода (Белгородская ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ Луч, Мичуринская ГТ-ТЭЦ). Дефицит производства электроэнергии на территории энергосистемы Белгородской области покрывается за счет перетоков электроэнергии и мощности по межсистемным линиям электропередачи из смежных энергосистем. Основное количество электроэнергии поступает в область из энергосистем Воронежской, Курской и Северной энергосистемы Украины (Харьковская область).

Значительная часть сетевого и подстанционного оборудования эксплуатируются более 25 лет: 18 автотрансформаторов с высшим напряжением 220-750 кВ и 2 силовых трансформатора (60,61 процента), установленных на ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и 79 силовых трансформаторов (68,1 процента) с высшим напряжением 110 кВ, установленных на ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго.

928,499 км (74,66 процента) ВЛ 220-750 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и 2096,627 км (84,55 процента) ВЛ 110 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго», эксплуатируются 30 и более лет.

По данным информационного ресурса ПАО «МРСК Центра» – «Сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения»[7] на шести подстанциях филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» отсутствует техническая возможность технологического присоединения. Перечень этих подстанций приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Подстанции, на которых отсутствует техническая возможность технологического присоединения

№ п/п	Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Существующая нагрузка по замерам[8], МВА	Дефицит мощности на основании замеров, МВА	Мощность по договорам на ТП, находящихся на исполнении, и актам, МВА	Дефицит мощности для технологического присоединения, МВА
1	ПС 110/35/6 кВ Восточная	80	45,37	-2,28	3,61	-5,90
2	ПС 110/35/10 кВ Грайворон	32	18,47	-1,58	0,32	-1,90
3	ПС 110/10 кВ Западная	32	17,28	-0,42	0,20	-0,62
4	ПС 110/35/10 кВ Чернянка	32	18,87	-1,43	0,34	-1,77

[7] Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/
[8] Данные замеров за предшествующие 3 года (2017 – 2019 годы)

№ п/п	Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Существующая нагрузка по замерам[8], МВА	Дефицит мощности на основании замеров, МВА	Мощность по договорам на ТП, находящихся на исполнении, и актам, МВА	Дефицит мощности для технологического присоединения, МВА
5	ПС 35/0,4 кВ Рождественская	5	2,95	-0,33	0,00	-0,33

Загрузка трансформаторов ПС 110/35/6 кВ Восточная в режимный день 18.12.2019 года составила 36,91 МВА. Замена трансформаторов с увеличением трансформаторной мощности на ПС 110/35/6 кВ Восточная не требуется.

На 2 ПС в ремонтных и аварийных режимах перегруз трансформаторов ликвидируется путем перевода нагрузки на смежные ПС по сетям 35-10 кВ:

– ПС 110/35/10 кВ Грайворон;

– ПС 110/35/10 кВ Чернянка.

От ПС 35/0,4 кВ Рождественская запитан монопотребитель, технологическое присоединение других потребителей не планируется.

Загрузка трансформаторов ПС 110/10 кВ Западная в режимный день 18.12.2019 года составила 14,57 МВА.

Замена трансформаторов с увеличением трансформаторной мощности на данных ПС не требуется.

4. Основные направления развития электроэнергетики Белгородской области

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Белгородской области

Одним из приоритетных направлений Стратегии социально-экономического развития Белгородской области на период до 2025 года является повышение эффективности и конкурентоспособности промышленного и сельскохозяйственного производства, развитие наукоемких и конкурентоспособных производств.

Достижение стратегической цели может быть обеспечено за счет сбалансированного социально-экономического развития региона. Для этого определяются основные задачи, обеспечивающие ее реализацию:

– устойчивое инновационное развитие региона на основе сбалансированности развития экономического потенциала, социального благополучия и сохранения окружающей среды;

– повышение конкурентоспособности продукции, товаров и услуг региональных товаропроизводителей на основе развития высоких технологий и инноваций, модернизации существующих производств, обеспечивающих возможность интеграции в глобальную экономику;

– структурная диверсификация экономики региона на основе инновационного технологического перевооружения, выделения приоритетных секторов и сегментов специализации, развития новых инновационно ориентированных производств;

– формирование территориальных кластеров, позволяющих интенсифицировать экономический рост и конкурентоспособность региона в целом, индуцировать значительный прирост добавленной стоимости, в том числе и за счет мультипликативного эффекта;

– формирование и развитие модели сбалансированного пространственного развития на основе совершенствования системы расселения и размещения производительных сил, интенсивного развития агломераций, создания новых территориальных центров роста и повышения степени однородности социально-экономического развития муниципальных районов и городских округов посредством максимально полной реализации их потенциала и преимуществ;

– повышение устойчивости экономики области за счет совершенствования условий и стимулирования развития малого бизнеса и перехода его на качественно новый уровень участия в формировании валового регионального продукта;

– создание высокоэффективного конкурентоспособного сельскохозяйственного производства на основе финансовой устойчивости, модернизации и интенсификации производства, сохранения и воспроизводства используемых и других природных ресурсов.

Целью региональной энергетической политики является создание устойчивой и способной к саморегулированию системы обеспечения региональной энергетической безопасности с учетом оптимизации территориальной структуры производства и потребления топливно-энергетических ресурсов. Среди проблем регионального энергетического комплекса выделяется значительный уровень диспропорций между обеспеченностью региона энергоресурсами и структурой его потребления, тенденция старения основных фондов сетей и электрооборудования.

Достижение указанной цели требует решения следующих основных задач:

– преодоление тенденции старения основных фондов сетей и электрооборудования, увеличение масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению (замена устаревшего сетевого и подстанционного оборудования);

– ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров режимов электрических сетей за допустимые границы (недостаточная пропускная способность (авто-) трансформаторов в узлах; диспропорции в территориальном размещении генерации и потребления; обеспечение уравновешенного баланса активной и реактивной мощности для обеспечения энергоснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества; обеспечение резервов активной и реактивной мощности, обеспечивающих

в складывающихся условиях режимов энергосистемы, восстановление нормального режима работы после аварийных возмущений);

– повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;

– создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы;

– разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в сетях;

– повышение пропускной способности сети.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

Согласно проекту «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы» в Белгородской энергосистеме прогнозируется ежегодное увеличение электропотребления с 15 939,96 млн кВт·ч в 2019 году до 16 929 млн кВт·ч в 2025 году, среднегодовой прирост за период 2020 – 2025 годов составит 1,01 процента.

Прогноз спроса на электроэнергию по энергосистеме Белгородской области, представленный в СиПР ЕЭС России, приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Прогноз спроса на электроэнергию по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз, год					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Прогноз спроса на электроэнергию, млн кВт·ч	15 940	16 123	16 323	16 415	16 426	16 757	16 929
Изменение к предыдущему периоду, млн кВт·ч	34,0	183,0	200,0	92,0	11,0	331,0	172,0
Относительный прирост к предыдущему году, %	0,2	1,1	1,2	0,6	0,1	2,0	1,0

Проектом «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы» прогнозируется ежегодное увеличение максимума нагрузки с 2 214 МВт в 2019 году до 2 342 МВт в 2025 году, что на 5,78 процента больше, чем в 2019 году.

Прогноз максимума нагрузки по энергосистеме Белгородской области приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Прогноз максимума нагрузки по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз, год					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Максимум нагрузки, МВт	2 214	2 249	2 273	2 280	2 281	2 336	2 342

Показатель	Факт	Прогноз, год					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Изменение к предыдущему периоду, МВт	-30	35	24	7	1	55	6
Темпы роста, %	-1,34	1,6	1,1	0,3	0,0	2,4	0,3

Динамика изменения потребления электроэнергии и максимума нагрузки по Белгородской энергосистеме на 2020 – 2025 годы представлены на рисунке 4.1.

Рисунок 4.1. Прогноз спроса на электроэнергию и максимума нагрузки в Белгородской энергосистеме

4.3. Структура перспективных балансов мощности и электроэнергии

Структура перспективных балансов мощности и электрической энергии по энергосистеме Белгородской области с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции с высокой вероятностью реализации приведена в таблицах 4.3 и 4.4 соответственно.

Таблица 4.3

Структура перспективных балансов мощности

Показатель	Год						
	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребность (собственный максимум), МВт	**2 214**	**2 249**	**2 273**	**2 280**	**2 281**	**2 336**	**2 342**
Покрытие (установленная мощность), МВт	**251**	**251**	**241**	**222**	**222**	**222**	**222**
Дефицит мощности, МВт	**1 963**	**1 998**	**2 032**	**2 058**	**2 059**	**2 114**	**2 120**
в том числе							
АЭС	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	251	251	241	222	222	222	222
ВЭС, СЭС	0	0	0	0	0	0	0
Доля собственных станций, %	**11,34**	**11,16**	**10,60**	**9,74**	**9,73**	**9,50**	**9,48**

Таблица 4.4

Структура перспективных балансов электрической энергии

Показатель	Год						
	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребность (потребление электрической энергии), млн кВт·ч	**15 940**	**16 123**	**16 323**	**16 415**	**16 426**	**16 757**	**16 929**
Покрытие (производство электрической энергии), млн кВт·ч	**829**	**856**	**839**	**816**	**864**	**859**	**920**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	829	856	839	816	864	859	920
ВЭС, СЭС							
Сальдо перетоков электрической энергии[9], млн кВт·ч	**15 111**	**15 267**	**15 484**	**15 599**	**15 562**	**15 898**	**16 009**

4.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Белгородской области

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы в рассматриваемый период (2021 – 2025 годы) планируется вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на Губкинской ТЭЦ суммарной установленной мощностью 29 МВт, в том числе:

– 2021 год – вывод из эксплуатации 10 МВт;

– 2022 год – вывод из эксплуатации 19 МВт.

Динамика остающейся в эксплуатации мощности действующих и вновь вводимых электростанций Белгородской области приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Динамика остающейся в эксплуатации мощности действующих и вновь вводимых электростанций Белгородской области, МВт

Электростанции	Год					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ВСЕГО, в том числе	**251,0**	**241,0**	**222,0**	**222,0**	**222,0**	**222,0**
ГТ ТЭЦ	156	156	156	156	156	156
ТЭЦ	29	19	0	0	0	0
ТЭЦ сахарных заводов	66	66	66	66	66	66
ВЭС, СЭС	0	0	0	0	0	0

[9] (-) – выдача электрической энергии, (+) – получение электрической энергии

4.5. Прогноз технологических присоединений[10]

На дату начала формирования СиПР Белгородской области в филиале ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС находились 3 действующих технических условия на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – ТУ) суммарной максимальной мощностью энергопринимающих устройств потребителей 343,9 МВт.

Данные о действующих ТУ и договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

Данные о действующих ТУ и договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Заявленная мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Наименование ПС
1	АО «ЛГОК»	ПС 330 кВ Лебеди, ПС 110 кВ ГПП 7	200	330, 110	2020	ПС 750 кВ Металлургическая, ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 330 кВ Белгород, ПС 330 кВ Губкин
2	ООО «Изовол Агро Плюс»	ПС 110 кВ Изовол	73,9	110	2020	ПС 330 кВ Белгород
3	ООО «Тепличный Комплекс Белогорья»	ПС 110/10 кВ	70	110	2020	ПС 330 кВ Белгород
4	ООО «гринхаус»	ПС 110/10 кВ	44	110	2020	ПС 500 кВ Старый Оскол
5	АО «Стойленский ГОК»	ПС 110/10 кВ ГПП	58	110	2020	ПС 330 кВ Губкин

В филиале ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» на исполнении находятся 1563 договора технологического присоединения электроустановок юридических и физических лиц к электрическим сетям на общую мощность 76,218 МВт, в том числе:

– максимальной мощностью до 15 кВт включительно – 1147 договоров на общую мощность 13,054 МВт;

– максимальной мощностью более 15 кВт до 150 кВт включительно – 390 договоров на общую мощность 35,102 МВт;

– максимальной мощностью более 150 кВт до 670 кВт включительно – 18 договоров на общую мощность 6,643 МВт;

[10] Данные на момент начала формирования СиПР Белгородской области на 2021 – 2025 годы

– максимальной мощностью более 670 кВт – 8 договоров на общую мощность 21,418 МВт.

Данные о действующих договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» максимальной мощностью более 150 кВт представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Данные о действующих договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
1	ООО «Газпром инвестгазификация»	Физкультурно-оздоровительный комплекс с ледовым полем	Белгородский район, п. Майский, ул. Зеленая, 7а	1 091,300	110/10/10 Майская
2	ОГБУ «Управление капитального строительства Белгородской области»[11]	Многофункциональная спортивная арена на 10 тыс. зрительских мест	г. Белгород, ул. Щорса	4 092,000	110/10/10 Майская
3	ООО «БелФасад»	Складское помещение	Белгородский район, п. Новосадовый, массив 41	300,000	110/10/6 Пищепром
4	ООО «Красная Гвардия»	Завод	Красногвардейский район, Коломыцевское и Ливенское сельские поселения, площадка цементного комбината, кадастровый номер 31:21:0000000:913	700,000	35/10 Ливенка
5	ОАО «Белгородский завод «Ритм»	Завод	г. Белгород, пр. Б.Хмельницкого, 135д	1600,00	110/6/6 Белгород
6	ООО «РУТЕРМ»	Производственные корпуса	пгт. Северный, ул. Березовая, з/у 5, кадастровый номер земельного участка 31:15:0406002:207	6630,00	110/10/10 Северная

[11] Срок действия ТУ продлен

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
7	ООО «Региональная газовая компания»	Многотопливный заправочный комплекс	г. Губкин, Воронежское шоссе, кадастровый номер земельного участка 31:04:0603002:92	580,00	35/6 Лебеди
8	ООО «Титан-Строй»	Гипермаркет строительных материалов	Белгородский район, с. Беломестное, кадастровый номер 31:15:0311001:730	595,00	110/10/10 Северная
9	ПАО «Мегафон»	Базовая станция сотовой связи	г Белгород, пер. Заводской 5-й, 42	250,00	110/6/6 Белгород
10	ООО «Эдвансд Фарма»	Производственное оборудование, вентиляция	г Белгород, ул. Рабочая, 14	500,00	110/6/6 Витаминный комбинат
11	ООО «Фасад-Комплект»	Цех по переработке и производству рапсов	х. Богатый	665,00	110/35/10 Серебрянка
12	ООО «МБ Агро»	Маслоцех	с. Истобное, ул. Новая	300,00	110/35/10 Скородное
13	ИП Тулинова Галина Викторовна	Электропечь для закалки стекла	г. Старый Оскол, ул. Первой Конной Армии, 27	2000,00	110/10/10 Промышленная
14	ООО «Ровеньки – маслосырзавод»	Сыродельный цех № 3	п. Ровеньки, ул. М. Горького, 135	4500,00	110/35/10 Ровеньки
15	УФК по Белгородской области (БГТУ им. В.Г. Шухова)	Общежитие на 400 мест для студентов БГТУ	г. Белгород, ул. Костюкова, 46	309,90	110/10/6 Южная
16	ОГБУ «УКС Белгородской области»	Строительство пристройки блока начальных классов	п. Майский, ул. Кирова, 16а	299,90	110/10/10 Майская
17	ООО «Научно-образовательный центр «Бирюч»	АБК	с. Малобыково, ул. Белая Вежа, 1	805,00	110/35/10 Красногвардейское
18	ООО СК «Оникс»	Бизнес – Центр № 2	п. Дубовое, ЗАО «Агрофирма Дубовое», уч. 7	255,00	110/10 Дубовое
19	АО «ДСК»	Многоквартирный жилой дом	г. Белгород, ул. Победы, 126	258,00	110/10 Западная
20	ООО «Мираторг – Белгород»	ТП 6/0,4 кВ производственной базы	г. Строитель, ул. 2-я Заводская, 17	250,00	110/6 Строитель
21	ООО «Троицкое зерно»	Элеватор	п. Троицкий	400,00	35/6 Западная
22	Ровеньская средняя общеобразователь-ная школа	Нежилое здание	п. Ровеньки, ул. Пролетарская	251,10	110/35/10 Ровеньки

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Максимальная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
23	ОГБУ «УКС Белгородской области»	Центр для занятий художественной гимнастикой	г. Белгород, ул. Мокроусова, 6	240,00	110/10/6 Южная
24	СССПОК «АДМ»	Овощехранилище	с. Верхнее Кузькино	300,00	35/10 Прилепы
25	ООО «Бипласт»	Завод по производству пластмассовых изделий	пгт. Октябрьский, ул. Победы	600,00	35/10 Октябрьская
26	ООО «ПТП «Славянский союз»	Нежилое здание	с. Курское, ул. Первомайская, 4д	290,00	35/10 Котово

4.6. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Белгородской энергосистемы

Основные направления развития сети 110 кВ связаны:

– с повышением надежности электроснабжения потребителей;

– с обеспечением технической возможности подключения новых потребителей согласно действующим договорам на технологическое присоединение;

– с ликвидацией недостаточной пропускной способности трансформаторов и линий электропередачи;

– с заменой морально и физически изношенного оборудования.

В таблице 4.8 приведён перечень рекомендуемых к строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше на территории Белгородской области на пятилетний период.

Таблица 4.8

Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов на территории Белгородской области на 2020 – 2025 годы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС							
1	Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Белгород	2020	330	500 (-315) МВА 2×52 МВАр	-	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы
2	Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Губкин	2020 2021	330	589 (-481) МВА 2×52 МВАр	-	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
3	Строительство ПП 330 кВ Суджа с заходами ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная и строительством ВЛ 330 кВ от ПС 330 кВ Белгород до ПП 330 кВ Суджа	2024	330	145 км	-	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы
Филиал ПАО «МРСК Центра» — «Белгородэнерго»							
4	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – ГТЭЦ II цепь с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,558 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
5	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – ГТЭЦ I цепь с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,558 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
6	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – Северная № 2 с отпайками на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с установкой анкерной опоры (1 шт.), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,056 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
7	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – Северная № 1 с отпайками на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин с установкой анкерной опоры (1 шт.), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,056 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
8	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – ПС Лебединский рудник № 2 с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,931 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
9	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – ПС Лебединский рудник № 1 с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,931 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
10	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – Западная № 2 с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,150 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
11	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – Западная № 1 с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,150 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
12	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – Водозабор-1 № 2 с ответвлениями на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,811 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
13	Реконструкция ВЛ 35 кВ Губкин – Водозабор-1 № 1 с ответвлениями на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,811 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	1,846 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	1,846 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайками на ПС 110 кВ Журавлики, на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	1,753 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Лебединский ГОК II цепь с отпайками с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	1,893 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Лебединский ГОК I цепь с отпайкой на ПС 123 с заходами на новую площадку ПС 330/220/110/35 кВ Губкин, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	1,893 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Губкин с размещением на новом месте, договор № 40171057 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
19	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Белгород – Южная № 1, Белгород – Южная № 2 с ответвлениями на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород с установкой дополнительных металлических опор У110 (3 шт.), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	1,691 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
20	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Белгород – Восточная № 2, Белгород – Шебекино-110 с ответвлениями на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород с установкой дополнительных металлических опор У110 (4 шт.), промежуточных ж/б опор ПБ110 (2 шт.), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	1,700 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
21	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Белгород – Шебекино-330, Белгород – Восточная № 1 с отпайкой на ПС 110/6 кВ Витаминный комбинат с заходами на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	2,108 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
22	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Белгород – Дубовое, Белгород – ГТУ ТЭЦ Луч с заходами на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	4,156 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
23	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Белгород – ГТ ТЭЦ Мичуринская, Белгород – Авторемзавод с заходами на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород с установкой дополнительных металлических опор У110 (6 шт.), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	0,760 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
24	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белгород – Шеино с ответвлениями на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород с установкой дополнительных металлических опор У110 (10 шт.), промежуточных ж/б опор ПБ110 (1 шт.), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	5,751 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
25	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Белгород – Пищепром, Белгород – Белгородская ТЭЦ с ответвлениями на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород с установкой дополнительных металлических опор У110 (5 шт.), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	2,279 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
26	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник № 1, Белгород – Рудник № 2 с отпайками на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	3,206 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
27	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Белгород – Беломестное, Белгород – Сажное с заходами на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	4,250 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
28	Реконструкция 2-цепной ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Белгородская ТЭЦ, Северная – Пищепром с ответвлениями на новую площадку ПС 330/110/6 кВ Белгород с установкой дополнительных металлических опор У110 (4 шт.), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	0,694 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с реконструкцией ПС 330 кВ Белгород с размещением на новом месте, договор № 40171053 от 05.03.2011, доп. соглашение от 22.05.2018
29	Реконструкция ПС 35/10 кВ Артельное с заменой силовых трансформаторов 2×ТМН-6300/35 на 2×ТМН-4000/35	2020	35	8 (-4,6) МВА	2×6,3 МВА	2×4 МВА	Перемещение силовых трансформаторов на ПС 35/10 кВ Ливенка для исполнения обязательств по договору технологического присоединения № 41618244 от 01.06.2018.

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
30	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ливенка с заменой силовых трансформаторов 2×ТМН-4000/35 на 2×ТМН-6300/35	2020	35	12,6 (+4,6) МВА	2×4 МВА	2×6,3 МВА	Техприсоединение ООО «Красная Гвардия», договор № 41618244 от 01.06.2018 (перемещение силовых трансформаторов на ПС 35/10 кВ Артельное)
31	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Лебединский ГОК II цепь с отпайками (отпайка на ПС 110/10 кВ Тяговая-1), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	2,500 км	-	-	Изменение трассы ВЛ, в связи с расширением АО «Лебединский ГОК», договор № 41610078 от 03.12.2018, доп. соглашение от 19.02.2019
32	Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Александровка – Прелестное с установкой стальной анкерной опоры (1 шт.), с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	35	0,235 км	-	-	Изменение тарссы ВЛ, в связи реконструкцией автодороги. ООО «Белдорстрой», договор № 41865311 от 26.08.2019
33	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Белгородская ТЭЦ с отпайкой на ПС 110/35/10 кВ Стрелецкая оп. 150 (150/1) - 153(153/1) на опорах УС-220 (2 шт.) и устройством перехода через ж/д, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2020	110	0,620 км	-	-	Изменение тарссы ВЛ, в связи реконструкцией автодороги. ООО «Автодорстрой-подрядчик», договор № 41912050 от 25.11.2019
34	Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Валуйки – Уразово с ответвлением на ПС 330/110/35/10 кВ Валуйки, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2021	35	0,125 км	-	-	Изменение конфигурации сети 35 кВ
35	Строительство участка КЛ 35 кВ Валуйки – Рождественская-1 в районе	2021	35	0,095 км	-	-	Изменение конфигурации сети 35 кВ

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
	ПС 330/110/35/10 кВ Валуйки						
36	Строительство КЛ 35 кВ (кабельная вставка в ВЛ 35 кВ Валуйки – Мандрово в районе ПС 330/110/35/10 кВ Валуйки	2021	35	0,125 км	-	-	Изменение конфигурации сети 35 кВ
37	Техперевооружение ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Северная с заходами на ПС 110 кВ Стрелецкая с заменой грозозащитного троса	2022	110	13,515 км	-	-	Дефектный акт б/н
38	Техперевооружение ВЛ 110 кВ Пищепром – Северная с заменой грозозащитного троса	2022	110	11,864 км	-	-	Дефектный акт б/н
39	Техперевооружение ВЛ 110 кВ Белгород – Пищепром с заменой грозозащитного троса	2022	110	2,673 км	-	-	Дефектный акт б/н
40	Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи	2023	35	21,001 км	-	АС-120	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Подольхи
41	Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Архангельское с заменой масляных выключателей 35 кВ (8 шт.) и 110 кВ (1 шт.) на элегазовые, оборудования ОРУ 110 кВ (14 шт.), устройств РЗА (44 шт.) и монтажом оборудования системы постоянного оперативного тока (1 шт.)	2023	110	26 (+0) МВА	10 + 16 МВА	10 + 16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Архангельское от 07.06.2018 № БЛ-2551
42	Техперевооружение ПС 110/10 кВ Авторемзавод с заменой масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (3 шт.), устройств РЗА (2 шт.), оборудования ОРУ 110 кВ (28 шт.), с установкой щита	2023	110	32 (+0) МВА	2×16 МВА	2×16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Авторемзавод от 07.06.2018 № БЛ-2552.

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
	переменного тока (1 шт.)						
43	Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Борисовка с заменой масляных выключателей 110 кВ (2 шт.) на элегазовые в ОРУ 110 кВ	2023	110	32 (+0) МВА	2×16 МВА	2×16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Борисовка от 07.06.2018 № БЛ-2554
44	Техперевооружение ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка с заменой грозозащитного троса	2023	110	38,049 км	-	-	Дефектный акт б/н
45	Техперевооружение ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка с заменой грозозащитного троса	2023	110	43,175 км	-	-	Дефектный акт б/н
46	Техперевооружение ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка с заменой грозозащитного троса	2023	110	42,146 км	-	-	Дефектный акт б/н
47	Техперевооружение ВЛ 110 Старый Оскол – Цемзавод № 1 с заменой грозозащитного троса	2023	110	21,770 км	-	-	Дефектный акт б/н
48	Техперевооружение ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с заходами на ПС 110/35/10 кВ Долгая Поляна с заменой грозозащитного троса	2023	110	38,737 км	-	-	Дефектный акт б/н
49	Техперевооружение ВЛ 110 кВ Старый Оскол 500 – Казацкие Бугры с заменой грозозащитного троса	2023	110	18,146 км	-	-	Дефектный акт б/н
50	Техперевооружение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с заходами на ПС 110/35/6 кВ Шебекино с заменой грозозащитного троса	2023	110	34,520 км	-	-	Дефектный акт б/н
51	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая с заменой провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, опор, грозотроса, с изменением границ	2024	110	3,500 км	АСО-300, АС-185	АСО-300, АС-185	Акт обследования технического состояния ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая от 07.06.2016 № 21

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
	полосы отвода и охранной зоны						
52	Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево	2024	35	39,852 км	-	АС-120	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Гостищево
53	Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель с заменой трансформаторов 2×ТДН-15000/110/6 на 2×ТДН-16000/110/6, оборудования ОРУ 110 кВ, с установкой элегазовых выключателей 110 кВ, с монтажом БМЗ ЗРУ 6 кВ совмещенного с ОПУ	2024	110	32 (+2) МВА	2×15 МВА	2×16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Строитель от 19.09.2019 № 3126
54	Реконструкция участка ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с отпайкой на ПС 35/6 кВ Земснаряд с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2024	35	4,800 км	АС-95	АС-95	Вынос ВЛ 35 кВ из зоны массовой застройки микрорайонов ИЖС
55	Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка с заменой провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, опор, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2024	35	23,200 км	АС-50	АС-50	Акт обследования технического состояния ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка от 24.10.2018 № 3883
56	Техперевооружение ПС 110/6 кВ Очистные с заменой масляных выключателей 6 кВ (26 шт.) на вакуумные в ЗРУ 6 кВ	2024	110	32 (+0) МВА	2×16 МВА	2×16 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Очистные от 07.06.2018 № БЛ-2568
57	Модернизация ПС 110 кВ Александровка с монтажом ячейки 35 кВ для подключения строящейся ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево	2024	110	50 (+0) МВА	2×25 МВА	2×25 МВА	Подключение строящейся ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
58	Реконструкция ПС 110 кВ Старый Оскол-1 с заменой силовых трансформаторов ТДТН-25000/110, ТДТНГ-20000/110, ТРНДЦН-25000/110 на 2×ТДТН-25000/110/35/6, изменением схемы ОРУ 110 кВ на № 110-5АН, монтажом оборудования ЗРУ 6 кВ и ОПУ в БМЗ	2025	110	50 (-20) МВА	2×25 + 20 МВА	2×25 МВА	Акт обследования технического состояния ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1, уменьшение нагрузки (ликвидация литейного производства АО «СОМЗ»)
59	Реконструкция[12] ПС 110/35/10 кВ Короча с переносом ПС на новую площадку. Вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 устанавливаются два трансформатора ТДТН-40000/110/35/10, оборудование ОРУ 110 кВ по схеме № 110-13, ОРУ 35 кВ по схеме №35-9, ЗРУ 10 кВ в БМЗ	2025	110	80 (+32) МВА	3×16 МВА	2×40 МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов в послеаварийном режиме (в ремонте 1Т, аварийное отключение 2Т). Акт обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Короча от 05.05.2016 № БЛ-2151
60	Реконструкция[13] ПС 110/10/6 кВ Южная с заменой силовых трансформаторов 2×40 на 2×40 и 2×10 МВА, монтажом БМЗ: ЗРУ 6 кВ, ЗРУ 10 кВ, ОПУ с панелями РЗА, системами телемеханики и цифровых каналов связи	2025	110	100 (+20) МВА	2×40 МВА	2×40 + 2×10 МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов в послеаварийном режиме (аварийное отключение 2Т). Акт обследования технического состояния ПС 110/10/6 кВ Южная от 20.06.2016 № 25, акт проверки Минэнерго России № 42/2017

[12] Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

[13] Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
61	Реконструкция[14] ПС 110 кВ Майская с заменой трансформаторов 2×ТРДН-40000/110/10 на 2×ТДТН-40000/110/35/10 и монтажом оборудования ЗРУ 35 кВ	2025	110	80 (+0) МВА	2×40 МВА	2×40 МВА	Для изменения конфигурации сети 35 кВ
62	Строительство[15] КЛ 35 кВ Майская – Н. Деревня и Майская – Таврово	2025	35	7,200 км	-	АПвПу г-185	В связи с образованием РУ 35 кВ на ПС 110 кВ Майская
63	Реконструкция ВЛ 110 кВ Короча – Скородное с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2025	110	0,687 км	АС-120	АС-120	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
64	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шеино – Короча с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2025	110	0,992 км	АС-120, АС-150	АС-120, АС-150	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
65	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Анновка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2025	35	0,371 км	АС-70, АС-95	АС-70, АС-95	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
66	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Яблоново с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2025	35	0,320 км	АС-95	АС-95	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
67	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Поповка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ	2025	35	0,629 км	АС-70	АС-70	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча,

[14] Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

[15] Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
68	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Борисы с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2025	35	0,531 км	АС-70	АС-70	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
69	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Ивица № 2 с отпайкой на ПС 35/10 кВ Алексеевка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2025	35	0,356 км	АС-70, АС-95	АС-70, АС-95	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
70	Реконструкция ВЛ 35 кВ Короча – Ивица № 1 с отпайкой на ПС 35/10 кВ Алексеевка с заходами на новую площадку ПС 110/35/10 кВ Короча, с изменением границ полосы отвода и охранной зоны	2025	35	0,356 км	АС-50, АС-70, АС-95	АС-50, АС-70, АС-95	Изменение трассы ВЛ в связи с реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Короча, с размещением на новом месте
Сторонние организации (не электросетевые компании)							
71	Реконструкция ПС 330/110/35 кВ Лебеди с размещением на новой площадке, с установкой 2 АТ мощностью 2×200 МВА (АО «Лебединский ГОК»)	2024	330	800 (+400) МВА			ТУ от 17 августа 2007 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок АО «Лебединский ГОК»
72	Строительство ПС 110 кВ Изовол и 2 ЛЭП 110 кВ Белгород – Изовол (ООО «Изовол Агро Плюс»)	2020	110	126 (+126) МВА / 2×4,7 км			ТУ от 19 июня 2015 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ООО «Изовол Агро Плюс»

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/МВАр	Хар-ки до реконструкции	Хар-ки после реконструкции	Обоснование необходимости строительства
73	Строительство ПС 110 кВ Тепличный комплекс Белогорья и 2 ЛЭП 110 кВ Белгород – ТК Белогорья (ООО «Тепличный комплекс «Белогорья»)	2020	110	80 (+80) МВА / 2×10,0 км			ТУ от 07 сентября 2016 года на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ООО «Тепличный комплекс «Белогорья»

4.7. Обосновывающие материалы по новому строительству и реконструкции

4.7.1. Реконструкция ПС 35/10 кВ Ливенка

ПС 35/10 кВ Ливенка была введена в эксплуатацию в 1984 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×4 МВА.

Максимальная нагрузка по данным контрольных замеров энергосистемы за последние 3 года составляет 4,07 МВА, резерв мощности на основании замеров для технологического присоединения составляет 1,01 МВА. В настоящее время мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения и актам – 0,52 МВт. Перспективный резерв мощности составляет 0,49 МВА.

Реконструкция направлена на исполнение обязательств по договору технологического присоединения № 41618244/3100/06295/18 от 01.06.2018 года.

Реконструкцией ПС 35/10 кВ Ливенка предусматривается замена 2 силовых трансформаторов 35/10 кВ мощностью 2×4 МВА на трансформаторы 2×6,3 МВА (внутреннее перемещение с ПС 35/10 кВ Артельное).

4.7.2. Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи

От ПС 35/10 кВ Подольхи осуществляется электроснабжение потребителей Прохоровского района, среди которых есть потребители 1 и 2 категории надежности электроснабжения: ООО «Свинокомплекс «Большанский», ООО «Свинокомплекс «Новояковлевский», котельные, общеобразовательные школы и дошкольные учреждения.

Проект предусматривает строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи с целью повышения надежности и качества электроснабжения потребителей Корочанского и Прохоровского районов Белгородской области.

Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи обеспечивает вторым источником электроснабжения ПС 35/10 кВ Подольхи, которая предназначена для электроснабжения социально значимых объектов, а также промышленных и сельскохозяйственных предприятий Прохоровского района. Подстанция на сегодня имеет один источник электроснабжения ВЛ 35 кВ Александровка – Подольхи. При отключении данной ВЛ 35 кВ все потребители (максимальной мощностью 2,6 МВА) от данной ПС будут обесточены.

Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи позволит повысить надёжность электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 35/10 кВ Подольхи.

4.7.3. Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Архангельское

Оборудование ПС находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет около 64 процентов. На ПС 110/35/10 кВ Архангельское установлены 2 силовых трансформатора мощностью 10 МВА и 16 МВА.

Установленное на ПС 110/35/10 кВ Архангельское оборудование отработало нормативный срок и выработало свой механический ресурс, что подтверждается актом обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Архангельское от 07.06.2018 г. № БЛ-2551.

От ПС 110/35/10 кВ Архангельское осуществляется электроснабжение крупных промышленных потребителей, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Старооскольского городского округа.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Архангельское (без изменения трансформаторной мощности) направлена на замену отработавшего свой нормативный срок оборудования – масляных выключателей 10 кВ на вакуумные выключатели, масляных выключателей 35 и 110 кВ на элегазовые, измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 10, 35, 110 кВ, замена выработавшего свой механический ресурс оборудования.

4.7.4. Техперевооружение ПС 110/6 кВ Авторемзавод

Предпосылкой реализации проекта является необходимость выполнения требований нормативно-технической документации. ПС построена в 1990 году, основная масса оборудования ОРУ 110 кВ, строительных конструкций выработала свой механический ресурс, что подтверждается актом обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Авторемзавод от 07.06.2018 г. № БЛ-2552.

В 2012 году на ПС 110/6 кВ Авторемзавод произошла авария, в результате которой вышло из строя все оборудование ЗРУ 6 кВ. В результате была произведена реконструкция ЗРУ 6 кВ.

Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые с микропроцессорными защитами и разъединителей 110 кВ позволит снизить вероятность появления повреждений и тем самым повысить надежность питания потребителей. Также реконструкция позволит провести анализ возможных аварийных ситуаций в системе, скорректировать схему и режим системы по условиям надежности, восстановления работы электроснабжения после системных аварий, обеспечения требуемого уровня безопасности работы системы. Позволит определить оптимальные перетоки мощности по линиям электропередачи и выполнять проверку допустимости разрешения ремонтных заявок.

Проектом предусматривается реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод без изменения трансформаторной мощности): замена МВ 110 кВ, замена разъединителей 110 кВ, замена панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части ОРУ 110 кВ в целях замены отработавшего нормативный срок оборудования.

4.7.5. Техперевооружение ПС 110/35/10 кВ Борисовка

Оборудование ПС 110/35/10 кВ Борисовка находится в эксплуатации с 1985 года, износ оборудования составляет около 55 процентов, что подтверждается актом обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Борисовка от 07.06.2018 г. № БЛ-2554.

От данной подстанции осуществляется электроснабжение крупных агро- и промышленных предприятий, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Борисовского района Белгородской области, отключение которых может привести к социальным рискам.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 110 кВ на ПС 110/35/10 кВ Борисовка, замена отработавшего свой нормативный срок оборудования, снижение затрат на эксплуатацию оборудования. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Борисовка, без изменения трансформаторной мощности, предусматривает замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые, замену разъединителей 110 кВ, замену панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части ОРУ 110 кВ в целях повышения надёжности электроснабжения.

4.7.6. Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево

Проект направлен на строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево с реконструкцией ПС 35/10 кВ Гостищево, которая имеет одно питание.

Строительство ВЛ 35 кВ обеспечивает вторым источником электроснабжения ПС 35/10 кВ Гостищево, которая предназначена для электроснабжения социально значимых объектов Яковлевского городского округа: котельных, школ и детских садов с. Гостищево, Кривцово, Терновка, Шопино, Геронтологического медицинского центра с. Гостищево, а также промышленных и сельскохозяйственных предприятий: кирпичный завод,

Свинокомплекс «Ивановский», объекты молочной компании «Зеленая долина». Подстанция на сегодня имеет один источник электроснабжения – ВЛ 35 кВ Беломестное – Гостищево. При отключении данной ВЛ 35 кВ все потребители (максимальной мощностью 3,78 МВА) от данной ПС будут обесточены.

4.7.7. Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель

Подстанция 110/6кВ Строитель введена в работу в 1971 году.

Необходимость реконструкции ПС 110/6кВ Строитель обусловлена неудовлетворительным техническим состоянием, моральным и физическим износом оборудования (акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Строитель № 3126 от 19.09.2019 г.), наличием категорийных потребителей и рисков обесточения потребителей.

На ПС 110/6 кВ Строитель в настоящее время установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 2×15 МВА (год ввода 1962 и 1968 соответственно).

От ПС 110/6 кВ Строитель запитаны следующие потребители:

- население – 20 тыс. человек, проживающих в 16 населенных пунктах Яковлевского городского округа, включая город Строитель;
- около тысячи объектов малого бизнеса;
- 15 объектов водоканала;
- центральная районная больница;
- 10 котельных;
- 8 школ;
- 5 детских садов.

Кроме того, от ПС 110/6 кВ Строитель запитаны микрорайоны, развиваемые по Программе индивидуального жилищного строительства Белгородской области: МКР «Крапивенский», «Заводской», «Быковский».

Загрузка центра питания в день зимнего контрольного замера:

Год проведения замера	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Нагрузка	15,80	12,13	12,41	13,77	12,61	12,57	12,13	11,83

Режимные дни 2018 – 2019 годов не стоит брать во внимание из-за аномально теплой погоды во время проводимых замеров.

Возможность перевода нагрузки по распределительным сетям на другие центры питания 35-110 кВ отсутствует, так как окружающая сеть Яковлевского городского округа не соответствует классу напряжения 6 кВ.

При реконструкции ПС 110/6 кВ Строитель предусмотрена в дальнейшем возможность расширения ПС под класс напряжения 10 кВ, что позволит развить сети напряжением 10 кВ и реализовать подключение новых потребителей с резервированием электроснабжения от других центров питания.

Объем исполненных договоров технологического присоединения за 2017 – 2019 годы составляет 7,311 МВт.

Правительство Белгородской области считает приоритетным проектом реконструкцию с ПС 110/6 кВ Строитель в связи с социально-экономическим развитием Яковлевского городского округа.

4.7.8. Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка, находящейся в эксплуатации с 1959 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшимся коррозии сверх нормы (повышенное ржавление поверхности, излом прядей и расплетение жил грозозащитного троса, акт обследования технического состояния ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка от 24.10.2018 № 3883).

Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка предусматривает замену опор, провода на аналогичный по допустимой токовой нагрузке, линейной изоляции и грозотроса.

Реализация проекта позволит заменить отработавшее свой нормативный срок оборудование.

4.7.9. Техперевооружение ПС 110/6 кВ Очистные

Техперевооружение ПС 110/6 кВ Очистные предусматривает замену МВ 6 кВ на вакуумные, замену панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части (без изменения трансформаторной мощности), в целях замены отработавшего свой нормативный срок оборудования (акт обследования технического состояния ПС 110/6 кВ Очистные от 07.06.2018 г. № БЛ-2568).

Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные позволит снизить вероятность появления повреждений и тем самым повысить надежность питания потребителей.

4.7.10. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1

ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1 была введена в эксплуатацию в 1966 году. Износ оборудования составляет около 70 процентов, что подтверждено актом обследования технического состояния ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1 от 09.06.2016 № 17.

В настоящее время на ПС установлены 3 силовых трансформатора 25+20+25 МВА. После ликвидации литейного производства на предприятии АО «Старооскольский механический завод», которое подключено по сети 35 кВ

к ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1 наметилассь тенденция снижения нагрузки ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1. Так, суммарная нагрузка ПС в режимный день 18.12.2019 года составила 19,52 МВА, что на 2,53 МВА меньше чем в режимный день 19.12.2018 года. В связи с этим можно демонтировать силовой трансформатор 2Т мощностью 20 МВА, что позволит привести схему подстанции в соответствии с типовой.

Реконструкция ПС 110/35/6 Старый Оскол-1 предусматривает изменение схемы ОРУ 110 и 35, ЗРУ 6 кВ, реконструкцию строительной части, демонтаж 1 силового трансформатора мощностью 20 МВА (уменьшение установленной мощности на 20 МВА), замену приводов РПН силовых трансформаторов, панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, замену аккумуляторной батареи в целях замены оборудования, отработавшего свой нормативный срок.

4.7.11. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча

На ПС 110/35/10 кВ Короча в настоящее время установлены три силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (год ввода в эксплуатацию 1985 – 1988).

ПС 110/35/10 кВ Короча является ответственным центром питания Белгородской области, от которого запитаны:

- ЗАО «Свинокомплекс «Короча» (мясоперерабатывающий завод ГК «Мираторг»);
- свинокомплекс «Ивановский»;
- птицефабрика ОАО «Русь»;
- Корочанская ЦРБ;
- очистные сооружения;
- ОВД;
- ветсанутильзавод;
- детские сады и школы;
- котельные;
- бытовые потребители Корочанского района численностью населения более 18 тыс. жителей.

Администрация Белгородской области считает приоритетным проектом реконструкцию с увеличением установленной мощности ПС 110/35/10 кВ Короча в связи с социально-экономическим развитием Корочанского района Белгородской области.

Необходимость реконструкции ПС 110/35/10 кВ Короча обусловлена неудовлетворительным техническим состоянием, моральным и физическим износом оборудования, что подтверждено актом обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Короча от 05.05.2016 № 2151, а также недостаточной пропускной способностю трансформаторов в послеаварийном режиме (в ремонте 1Т, аварийное отключение 2Т. При зимних максимальных нагрузках 2024 года в послеаварийном режиме токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 187 А или 233 процента, номинальный ток – 80 А (превышает

допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 секунд при температуре наружного воздуха +5 °С). С учетом применения в единичной ремонтной схеме (в ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Короча на ПС 110 кВ Новый Оскол (1 МВт), ПС 110 кВ Чернянка (1,1 МВт)) токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 128 А или 159 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 минута при температуре наружного воздуха +5 °С)).

Загрузка центра питания в дни зимних контрольных замеров:

2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
23,65 МВА	30,36 МВА	30,27 МВА	32,42 МВА	30,53 МВА

Максимальная загрузка ПС 110/35/10 кВ Короча в день зимнего контрольного замера 19 декабря 2018 года составила 32,42 МВА. На исполнении находятся 15 договоров ТП максимальной мощностью 352,95 кВт.

Определяем расчетную величину загрузки трансформатора:

$$S_{\text{расч}}^{\text{тр}} = \frac{\text{P}_{max}^{\text{факт}} + \Sigma(\text{P}_{\text{ТУ}} \cdot k_{\text{р}}) + \text{P}_{\text{доп}} - \text{P}_{\text{срм}}}{k_{\text{м}} \cdot k_{\text{доп}}} = \frac{29{,}17 + 0{,}352 \cdot 0{,}2 - 2{,}1}{0{,}9 \cdot 1{,}25} = 24{,}12 \text{ МВА}.$$

Необходима установка трансформаторов мощностью по 25 МВА.

В настоящее время ПАО «МРСК Центра» реализуется реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча. Предусматривается размещение ПС на новой площадке, установка двух силовых трансформаторов мощностью 2×ТДТН-40000/110/35/10 вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10, изменение схем ОРУ 110 и 35 кВ, РУ 10 кВ, что позволит привести схему подстанции в соответствии с типовой, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Целесообразность реализации мероприятия по выбору мощности трансформаторов 40 МВА требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

4.7.12. Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная

ПС 110/10/6 кВ Южная была введена в эксплуатацию в 1968 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора 110/10/6 кВ с расщепленными обмотками мощностью 2×40 МВА (год ввода трансформаторов 1Т и 2Т 1982 и 1987 соответственно).

Износ оборудования составляет около 70 процентов, оборудование выработало свой механический ресурс. Строительная часть подстанции (фундаментные блоки, стойки под оборудование, портальные стойки и траверсы) находится в неудовлетворительном состоянии, имеются многочисленные сколы и трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслосборное устройства находятся в неудовлетворительном

состоянии. Строительная часть и оборудование подстанции требуют полной замены (акт обследования технического состояния ПС 110/10/6 кВ Южная от 20.06.2016 г. № 25).

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная необходима для замены отработавшего свой нормативный срок оборудования, а также недостаточной пропускной способностью трансформаторов в послеаварийном режиме (аварийное отключение 2Т. Для зимних максимальных нагрузок 2024 года в послеаварийном режиме токовая загрузка 1Т ПС 110 кВ Южная составляет 120 процентов (перегрузка не допускается, так как индекс технического состояния магнитопровода не превышает значения «50»)).

Администрация Белгородской области считает приоритетным проектом реконструкцию с увеличением установленной мощности ПС 110/10/6 кВ Южная в связи с социально-экономическим развитием г. Белгорода.

От ПС 110/10/6 кВ Южная запитаны следующие потребители:

- бытовые потребители микрорайонов г. Белгорода численностью около 102 тыс. жителей;
- городская больница № 2, перинатальный центр, поликлиники;
- 30 школ и 20 детских садов;
- Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова;
- Дворец спорта «Космос»;
- 13 котельных;
- МУП «Белгородский электротранспорт»;
- МУП «Горводоканал»;
- объекты малого бизнеса;
- гипермаркет «Линия».

В общей сложности от ПС 110/10/6 кВ Южная запитано 184 объекта 1 и 2 категории по надежности электроснабжения.

Загрузка центра питания в день зимнего контрольного замера (МВт)

Класс напряжения	**2015 год**	**2016 год**	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**
РУ 6 кВ	33,7	34,9	34,5	32,04	26,78
РУ 10 кВ	7,1	5,9	6,9	6,95	6,2
Всего	**40,8**	**40,8**	**41,3**	**38,93**	**32,98**

В связи с неравномерностью загрузки РУ 6 кВ и РУ 10 кВ (80 и 20 процентов загрузки ПС соответственно) падение напряжения на обмотках 6 кВ значительно выше, чем на обмотках 10 кВ. При поддержании уровня напряжения на секциях шин 6 кВ в пределах нормы, напряжение на секциях шин 10 кВ повышается выше допустимых пределов, так же при поддержании уровня напряжения по стороне 10 кВ в пределах нормы значение напряжения на стороне 6 кВ ниже допустимого предела. Отделом метрологии

и качества электроэнергии службы релейной защиты, автоматики, измерений и метрологии филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» для секций шин 6 и 10 кВ ПС 110/10/6 кВ Южная установлены уставки автоматического регулирования напряжения 6,06 – 6,3 кВ и 10,1 – 10,5 кВ соответственно. Данные уставки определены на основании расчетов режимов и замеров напряжения на ТП 6(10)/0,4 кВ в сети 6 и 10 кВ, присоединенных к ПС 110/10/6 кВ Южная. При выходе уровня напряжения за пределы принятых уставок уровень напряжения в точках поставки электрической энергии потребителям выходит за пределы, допустимые согласно ГОСТ.

В зимнем режиме максимальных нагрузок 2024 года при 8 положении РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение на секциях шин 6 кВ – 6,02 кВ, что меньше нижнего предела уставки автоматического регулирования напряжения, напряжение на секциях шин 10 кВ – 10,15 кВ находится в допустимых пределах (рисунок 4.2).

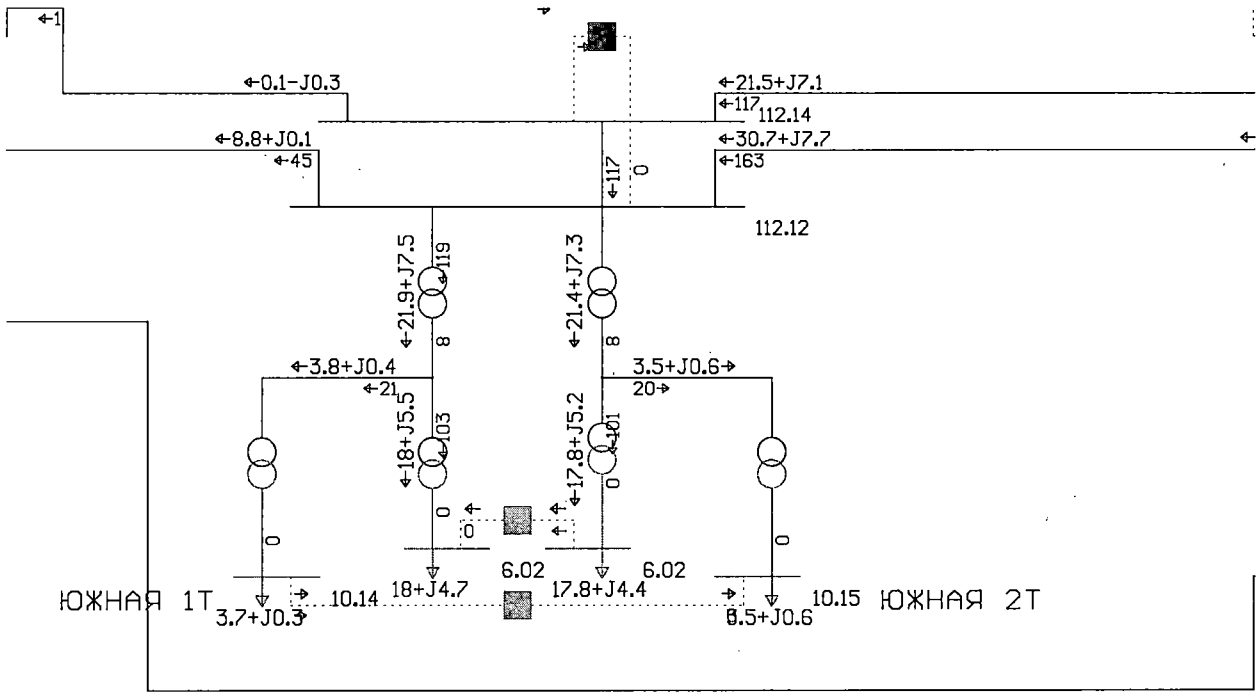


Рисунок 4.2. Зимние максимальные нагрузки 2024 года. РПН в 8 положении

В зимнем режиме максимальных нагрузок 2024 года при 11 положении РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение на секциях шин 10 кВ будет 10,67 кВ, что выше верхнего предела уставки автоматического регулирования напряжения, напряжение на секциях шин 6 кВ – 6,3 кВ находится в допустимых пределах (рисунок 4.3).

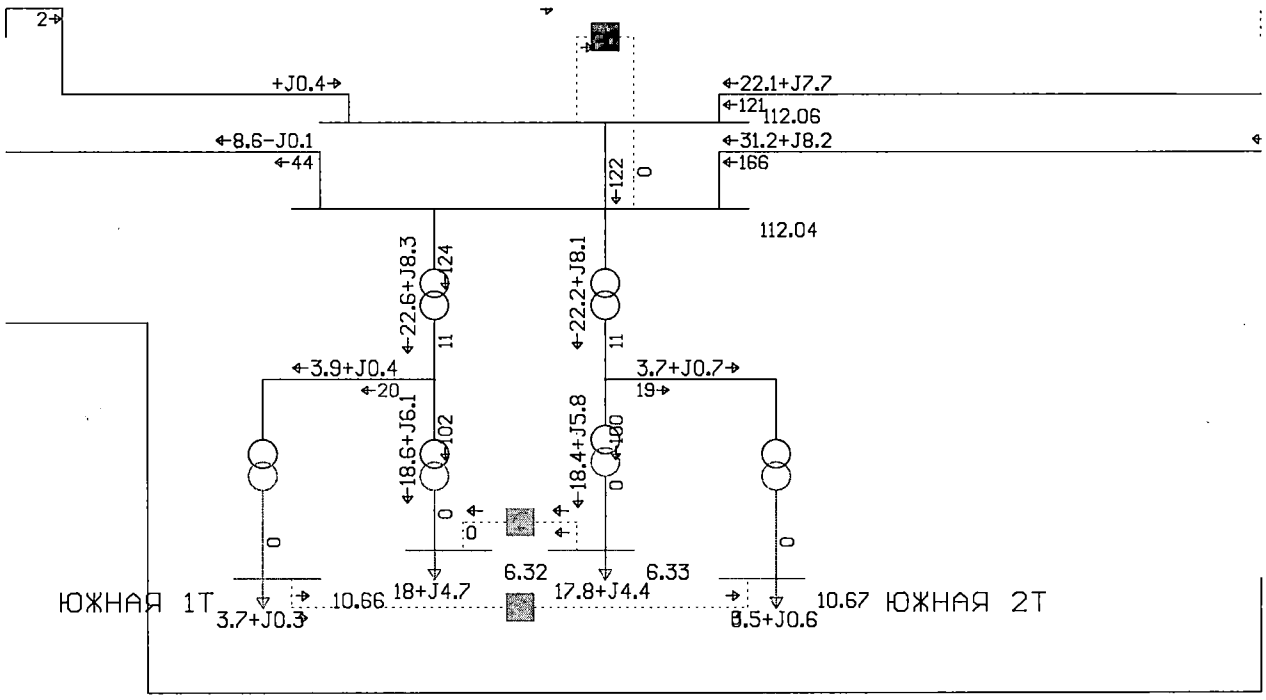


Рисунок 4.3. Зимние максимальные нагрузки 2024 года. РПН в 11 положении

В летнем режиме минимальных нагрузок 2024 года при 5 положении РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение на секциях шин 6 кВ – 6,03 кВ, что меньше нижнего предела уставки автоматического регулирования напряжения, напряжение на секциях шин 10 кВ – 10,15 кВ находится в допустимых пределах (рисунок 4.4).

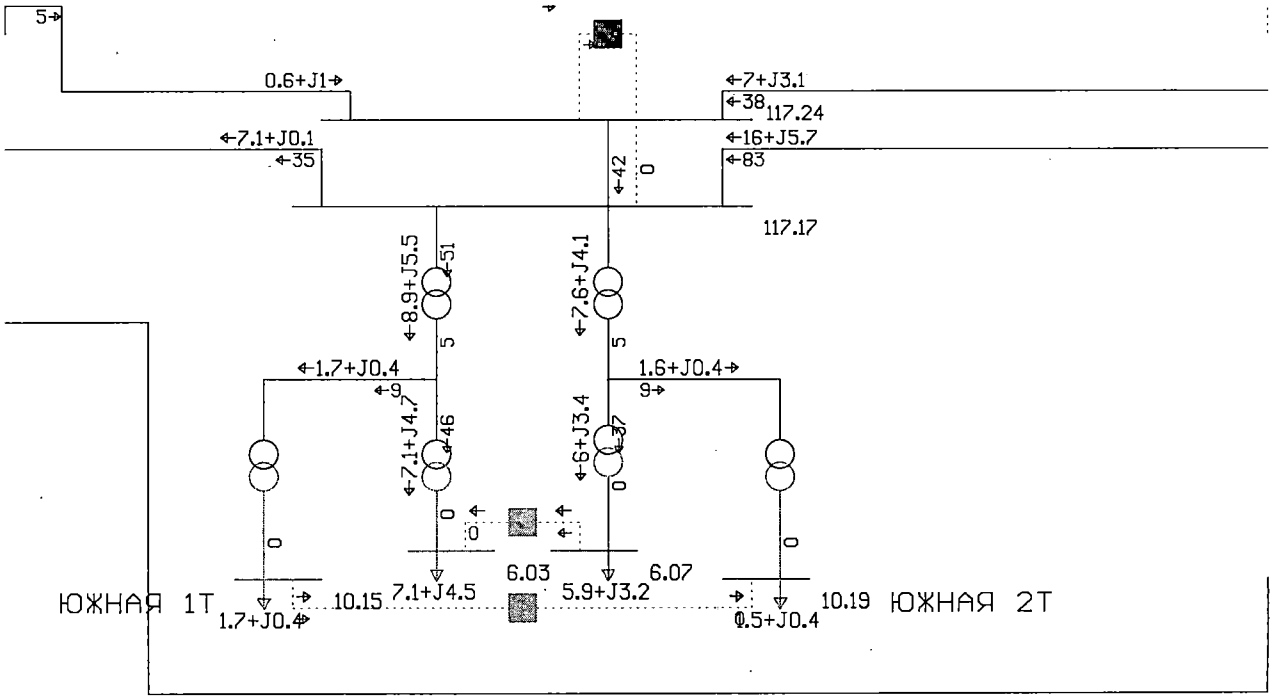


Рисунок 4.4. Летние минимальные нагрузки 2024 года. РПН в 5 положении

В летнем режиме минимальных нагрузок 2024 года при 8 положении РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение на секциях шин 10 кВ – 10,7 кВ, что больше верхнего предела уставки автоматического регулирования напряжения, напряжение на секциях шин 6 кВ – 6,3 кВ находится в допустимых пределах (рисунок 4.5).

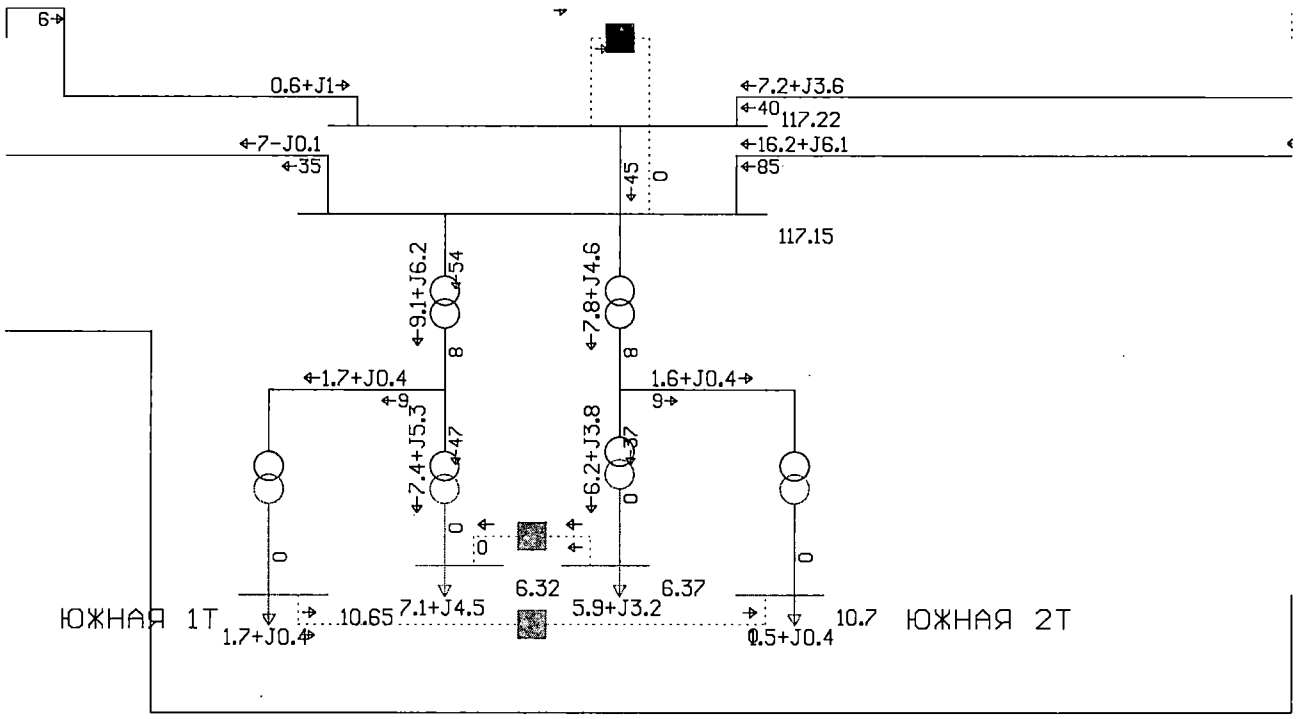


Рисунок 4.5. Летние минимальные нагрузки 2024 года. РПН в 8 положении

Таким образом, при применении на ПС 110/10/6 кВ Южная трехобмоточных силовых трансформаторов 110/10/6 кВ поддерживать напряжение в пределах нормы на секциях шин 6 кВ без превышения уровня напряжения на секциях шин 10 кВ выше допустимого в автоматическом режиме не представляется возможным.

В настоящее время на исполнении находится 14 договоров ТП максимальной мощностью 1 187,9 кВт, в том числе присоединяемых к шинам 6 кВ – 10 договоров максимальной мощностью 910,9 кВт, к шинам 10 кВ – 4 договора максимальной мощностью 277 кВт.

Возможность перевода нагрузки по распределительным сетям на другие центры питания 35-110 кВ отсутствует.

Определяем расчетную величину загрузки трансформатора классом напряжения 110/6 кВ:

$$S_{\text{расч}}^{\text{тр}} = \frac{P_{max}^{\text{факт}} + \Sigma(P_{\text{ту}} \cdot k_{\text{р}}) + P_{\text{доп}} - P_{\text{срм}}}{k_{\text{м}} \cdot k_{\text{доп}}} = \frac{31{,}05 + 0{,}91 \cdot 0{,}2}{0{,}9 \cdot 1{,}25} = 27{,}76 \text{ МВА}.$$

Необходима установка трансформаторов мощностью по 32 МВА.

Определяем расчетную величину загрузки трансформатора классом напряжения 110/10 кВ:

$$S_{\text{расч}}^{\text{тр}} = \frac{\text{P}_{max}^{\text{факт}} + \Sigma(\text{P}_{\text{ТУ}} \cdot k_{\text{р}}) + \text{P}_{\text{доп}} - \text{P}_{\text{срм}}}{k_{\text{м}} \cdot k_{\text{доп}}} = \frac{6{,}21 + 0{,}277 \cdot 0{,}2}{0{,}9 \cdot 1{,}25} = 5{,}57 \text{ МВА}$$

Необходима установка трансформаторов мощностью по 6,3 МВА.

Актом проверки Минэнерго России от 31 марта 2018 года № 42/2017 отмечен риск необеспечения должного уровня надежности электроснабжения потребителей, технологически присоединенных к ПС 110/10/6 кВ Южная, в связи с неисполнением ПАО «МРСК Центра» срока ввода объекта в эксплуатацию (2012 год) в условиях исчерпания свободной трансформаторной мощности объекта для подключения заявителей по стороне 6 кВ (в том числе по состоянию на момент инициирования реализации проекта) и роста дополнительно присоединенной мощности энергопринимающих устройств заявителей к ПС 110/10/6 кВ Южная в период реализации проекта.

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная предусматривает строительство нового ОРУ 110 кВ для размещения оборудования, установку 2 дополнительных силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2×10 МВА, замену существующих трансформаторов на трансфлрматоры 110/6 кВ 2×40 МВА с выделением их мощности на нагрузки по напряжению 6 и 10 кВ, что позволит поддерживать напряжения на секциях шин 6 и 10 кВ в автоматическом режиме, строительство новых ЗРУ 6 и 10 кВ, установку микропроцессорных панелей РЗА, замену оборудованияТМ и АСДУ.

Целесообразность реализации мероприятия по выбору схемы ПС и мощности трансформаторов 10 МВА и 40 МВА требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

4.7.13. Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская и строительство КЛ 35 кВ Майская – Таврово, Майская – Новая Деревня

От ПС 110/10/10 кВ Майская осуществляется электроснабжение около 26 тысяч потребителей Южного микрорайона г. Белгорода, п. Майский, с. Репное, с. Новая Деревня Белгородского района.

В настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×40 МВА.

Проект предусматривает реконструкцию ПС 110/10/10 кВ Майская без изменения трансформаторной мощности с заменой существующих силовых трансформаторов напряжением 110/10/10 кВ на трансформаторы напряжением 110/35/10 кВ и строительство 2 КЛ 35 кВ: КЛ 35 кВ Майская – Таврово и КЛ 35 кВ Майская – Новая Деревня с изменением конфигурации прилегающей сети 35 кВ.

На рисунках 4.6 и 4.7 представлены существующая схема сети 35 кВ до реконструкциии ПС 110/10/10 кВ Майская и предлагаемая схема сети 35 кВ после реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская.

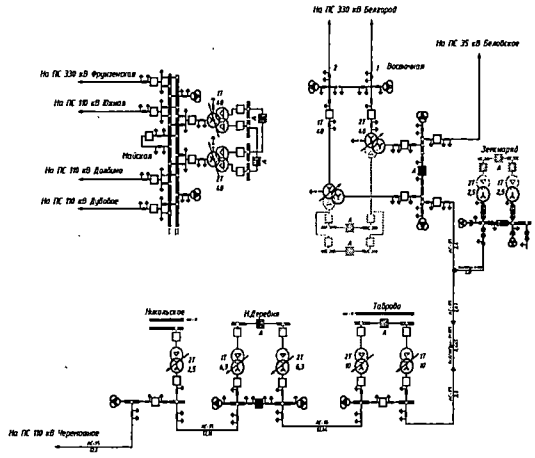


Рисунок 4.6. Существующая схема сети 35 кВ до реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская

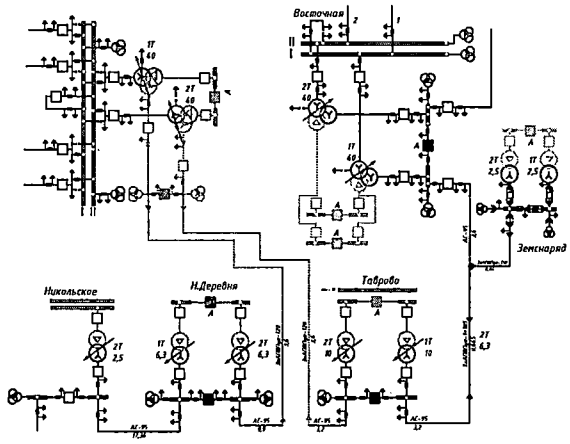


Рисунок 4.7. Схема сети 35 кВ после реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская

Целесообразность реализации мероприятия по реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская и строительство КЛ 35 кВ Майская – Таврово, Майская – Новая Деревня требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

На период 2020 – 2025 годов проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020 – 2026 годы на территории Белгородской области предусмотрено:

– строительство 1 ВЛ 330 кВ ПП Суджа – Белгород ориентировочной протяженностью 145 км;

– комплексная реконструкция 2 подстанций с высшим классом напряжения 330 кВ (ПС 330 кВ Белгород и ПС 330 кВ Губкин).

СиПР Белгородской области на 2021 – 2025 годы запланировано:

– комплексная реконструкция 1 подстанции с высшим классом напряжения 330 кВ (ПС 330 кВ Лебеди АО «Лебединский ГОК»);

– строительство 2 новых подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ суммарной установленной мощностью 206,0 МВА (ПС 110 кВ Изовол (2×63 МВА) ООО «Изовол Агро Плюс» и ПС 110 кВ (2×40 МВА) ООО «Тепличный комплекс «Белогорья»);

– строительство 4 новых ВЛ 110 кВ (сторонними организациями) общей протяженностью 29,4 км, 2 ВЛ 35 кВ общей протяженностью 60,853 км и 2 КЛ 35 кВ общей протяженностью 7,2 км (филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»);

– реконструкция 17 ПС 35-110 кВ, в том числе 6 с изменением трансформаторной мощности и 1 (ПС 110/10/10 кВ Майская) с переводом на другой класс напряжения;

– реконструкция 40 ВЛ 35-110 кВ общей суммарной протяженностью 80,06 км;

– замена грозозащитного троса на 10 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 264,595 км.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Белгородской области по состоянию на конец 2025 года представлена в графической части (приложение № 2 к СиПР Белгородской области).

5. Расчеты электроэнергетических режимов электрической сети напряжением 35 кВ и выше

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условий:

Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме:

– зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в приложении А ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» (+5 °С);

– летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С (+30 °С);

– летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой

размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения (+20 °С).

Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме:

– летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения (+20 °С).

Расчеты нормальных электроэнергетических режимов сети 35-750 кВ для летних и зимних минимальных и максимальных нагрузок на пятилетний период 2020 – 2025 годов в графической форме приведены в приложении № 1 к СиПР Белгородской области (схемы 1 – 24).

Расчеты послеаварийных электроэнергетических режимов сети 35-750 кВ для летних и зимних минимальных и максимальных нагрузок на пятилетний период 2020 – 2025 годов приведены в таблицах 5.1 – 5.12 в графической форме в приложении № 1 к СиПР Белгородской области.

5.1. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2020 года

5.1.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 25 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.1.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 26 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.1.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. (схема 27 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.1.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,8 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,3 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значени (схема 28 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.1.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 29 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.1.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 30 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.1.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 114 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 108 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 31 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ

Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 97 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 94 процента) в послеаварийном режиме (схема 32 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 127 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 108 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 33 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,5 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,8 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 98 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 86 процентов) в послеаварийном режиме (схема 34 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.1.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 35 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.1.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 36 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.2. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2020 года

5.2.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 137 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод), схема 37 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (7,8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,2 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,2 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (0,3 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов, схема 38 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.2.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 39 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.2.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 106 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 100 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка

ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 123 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод), схема 40 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 111 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +30 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 40 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 1 часа, схема 41 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 128 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод), схема 42 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 43 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.2.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,2 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,7 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 44 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.2.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 45 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.2.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 46 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.2.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,4 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 6 МВт (схема 47 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,4 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка

на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 135 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 100 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 6 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 4 МВт (схема 48 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.2.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 119 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 108 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 49 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 115 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 102 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном

энергорайоне в объеме 50 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов, схема 50 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 115 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 51 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 52 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.2.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 107 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 106 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 109 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 53 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 113 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 100 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 45 МВт (в случае невозможности ввода в работу

II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов, схема 54 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.3. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2020 года

5.3.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 55 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.3.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 56 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.3.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С, схема 57 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.3.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 58 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.3.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 59 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.3.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 60 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.4. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2020 года

5.4.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 128 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод), схема 61 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,3 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,7 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (0,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов, схема 62 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.4.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 63 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.4.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 117 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 103 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 60 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 8 часов, схема 64 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 65 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.4.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,6 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 66 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.4.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 67 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.4.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 68 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.5. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2021 года

5.5.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 69 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.5.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 70 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.5.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 123 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 71 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 72 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.5.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,8 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 73 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.5.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 74 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.5.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 75 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.5.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 115 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 76 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 96 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 93 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 77 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 129 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 78 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,6 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 99 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 87 процентов) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 79 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.5.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 80 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 81 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.5.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 82 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 83 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.6. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2021 года

5.6.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод), схема 84 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (7,8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,4 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (1,1 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 99 процентов, схема 85 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.6.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 86 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.6.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 104 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 99 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку

длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 156 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод), схема 87 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 113 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +30 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 45 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 1 часа, схема 88 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 108 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 103 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 минут при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 162 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод), схема 89 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 90 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.6.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,2 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,8 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 91 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.6.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 92 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.6.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 105 процентов (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +30 °С, схема 93 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.6.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,4 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт (схема 94 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2

на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,4 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 138 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 5 МВт (схема 95 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.6.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 125 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 110 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет

138 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 96 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 117 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С, схема 97 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры) мероприятий по переводу нагрузки по сети 6 кВ (с 1Т ПС 110 кВ Журавлики на 2Т ПС 110 кВ Журавлики (2,3 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками (токовая загрузка составляет 98 процентов) в послеаварийном режиме. Для ликвидации перегрузки АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 55 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов, схема 98 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 108 проццентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 103 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 145 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 99 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 100 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.6.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 106 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 107 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 101 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 115 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 102 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 50 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов, схема 102 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.7. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2021 года

5.7.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 103 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.7.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 104 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.7.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С, схема 105 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.7.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 106 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.7.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 107 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.7.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 108 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.8. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2021 года

5.8.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 129 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод), схема 109 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,3 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,9 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,7 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (0,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 97 процентов) (схема 110 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.8.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 111 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.8.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 102 процнта (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 118 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 110 процентов (длительно

допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод), схема 112 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 127 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 112 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 90 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 2 часов, схема 113 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 115 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод), схема 114 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С)., схема 115 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.8.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,6 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 116 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.8.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 117 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.8.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 109 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С) (схема 118 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.9. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2022 года

5.9.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 119 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.9.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 120 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.9.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 121 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области

допустимых значений (схема 122 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.9.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,8 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 123 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.9.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 124 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.9.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 125 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.9.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 116 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 126 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт),

ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 96 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 93 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 127 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 130 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 128 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,6 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 99 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 87 процентов) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 129 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.9.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 130 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 131 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.9.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 132 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 133 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.10. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2022 года

5.10.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод), схема 134 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (7,8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,4 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (1,2 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов, схема 135 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.10.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 136 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.10.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 99 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 105 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 155 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод), схема 137 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 113 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 100 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +30 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 45 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 1 часа, схема 138 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 107 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 103 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 минут при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка)

составляет 161 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод), схема 139 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 140 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.10.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,2 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,8 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 141 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.10.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 142 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.10.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 143 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.10.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка

на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт (схема 144 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 5 МВт (схема 145 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.10.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 125 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 110 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 137 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 146 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 117 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С, схема 147 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры) мероприятий по переводу нагрузки по сети 6 кВ (с 1Т ПС 110 кВ Журавлики на 2Т ПС 110 кВ Журавлики (2,3 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками (токовая загрузка составляет 98 процентов) в послеаварийном режиме. Для ликвидации перегрузки АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 60 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов, схема 148 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 107 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 102 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 144 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 149 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 150 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.10.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 106 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 107 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 138 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 151 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 116 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая

загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 102 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 55 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов, схема 152 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.11. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2022 года

5.11.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 110 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С, схема 153 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.11.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 154 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.11.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 110 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С) (схема 155 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.11.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная

(5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 156 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.11.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 157 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.11.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 158 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.12. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2022 года

5.12.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 130 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод), схема 159 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,3 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,7 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 97 процентов, схема 160 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.12.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 161 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.12.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 118 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 109 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод), схема 162 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 127 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 112 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 90 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 2 часов, схема 163 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 114 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод), схема 164 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при

температуре наружного воздуха +5 °С, схема 165 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.12.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,7 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 166 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.12.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 167 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.12.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 108 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С, схема 168 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.13. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2023 года

5.13.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 169 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.13.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 170 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.13.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 123 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 171 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 172 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.13.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,8 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 173 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.13.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 174 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.13.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 175 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.13.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 116 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 176 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 96 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 93 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 177 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 130 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 178 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,6 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет

устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 99 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 87 процентов) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 179 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.13.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 180 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 181 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.13.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 182 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 183 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.14. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2023 года

5.14.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод), схема 184 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (7,8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,4 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (1,2 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов, схема 185 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.14.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 186 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.14.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 105 процентоы (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 100 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 157 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод), схема 187 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 188 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.14.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,2 МВт))

и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,8 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 189 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.14.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 190 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.14.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 106 процентов (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +30 °С, схема 191 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.14.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима, схема 192 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 125 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для

обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт (схема 193 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод), схема 194 приложения № 1 к СиПР Белгородской области), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 5 МВт.

5.14.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре

наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 195 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 196 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.14.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 104 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 140 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 197 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 198 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.15. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2023 года

5.15.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 199 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.15.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 200 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.15.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 201 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.15.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 202 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.15.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 203 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.15.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 204 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.16. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2023 года

5.16.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 130 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод), схема 205 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,3 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,8 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,4 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 99 процентов, схема 206 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.16.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 207 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.16.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод), схема 208 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 209 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.16.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,7 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 210 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.16.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 211 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.16.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 111 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С, схема 212 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2024 года

5.17.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 213 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 214 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 215 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 216 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,9 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 217 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 218 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 219 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя

Покровка составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 116 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 220 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (1,5 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 95 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 93 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 221 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 136 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 116 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 222 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Оросительная (2,1 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,7 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 96 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 84 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 223 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при

температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 224 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 225 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 123 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 226 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 227 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.17.10. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча

В послеаварийном режиме токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 156 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 минута при температуре наружного воздуха +20 °С).

С учетом применения в единичной ремонтной схеме (в ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Короча на ПС 110 кВ Александровка (2,2 МВт), ПС 110 кВ Чернянка (1,7 МВт)) токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 122 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 10 минут при температуре наружного воздуха +20 °С).

5.17.11. Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.18. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2024 года

5.18.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 144 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод), схема 228 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,5 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,1 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,3 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов). (схема 229 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.18.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 230 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.18.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 106 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 100 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 101 процент (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 минут при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 159 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при

температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод), схема 231 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 232 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.18.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,3 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,8 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 233 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.18.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 234 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.18.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 119 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С, схема 235 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом отключения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Химзавод в послеаварийной схеме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 100 процентов (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +30 °С, схема 236 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.18.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,5 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3,1 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,3 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 132 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 120 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 8 МВт (схема 237 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,5 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3,1 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,3 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 148 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 120 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 109 процентов (длительно

допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 8 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 5 МВт (схема 238 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.18.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 100 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 141 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 239 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 240 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.18.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ

Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 101 процент (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 141 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 241 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 242 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.18.10. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча

В послеаварийном режиме токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 193 процента (превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 секунд при температуре наружного воздуха +30 °С). С учетом применения в единичной ремонтной схеме (в ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Короча на ПС 110 кВ Александровка (3,5 МВт), ПС 110 кВ Чернянка (2,1 МВт)) токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 143 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 5 минут при температуре наружного воздуха +30 °С).

5.18.11. Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.19. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2024 года

5.19.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 243 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.19.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 244 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.19.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод), схема 245 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 246 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.19.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 247 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.19.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 248 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.19.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 249 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.19.7. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча

В послеаварийном режиме токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 203 процента (превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 секунд при температуре наружного воздуха +5 °С).

С учетом применения в единичной ремонтной схеме (в ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Короча на ПС 110 кВ Александровка (4,2 МВт), ПС 110 кВ Чернянка (2,5 МВт)) токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 147 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 5 минут при температуре наружного воздуха +5 °С).

5.19.8. Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.20. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2024 года

5.20.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 135 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод), схема 250 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,5 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,8 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,8 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 98 процентов, схема 251 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.20.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 252 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.20.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 113 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод), схема 253 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 254 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.20.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,8 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 255 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.20.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 256 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.20.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 136 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +5 °С, схема 257 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом отключения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Химзавод в послеаварийной схеме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 114 процентов (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +5 °С) (схема 258 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.20.7. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча

В послеаварийном режиме токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 233 процента (превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 секунд при температуре наружного воздуха +5 °С).

С учетом применения в единичной ремонтной схеме (в ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Короча на ПС 110 кВ Александровка (5,1 МВт), ПС 110 кВ Чернянка (3,3 МВт)) токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 159 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 минута при температуре наружного воздуха +5 °С).

5.20.8. Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1Т ПС 110 кВ Южная составляет 120 процентов (перегрузка не допускается, так как индекс технического состояния магнитопровода не превышает значения «50», пркиказ Минэнерго России от 08.02.2019 г. № 81 «Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию»).

5.21. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних минимальных нагрузок 2025 года

5.21.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 259 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.21.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 260 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.21.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 261 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 262 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.21.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,9 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,5 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 263 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.21.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 264 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.21.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 265 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.21.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ), схема 266 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (1,5 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 97 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 94 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 267 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет

100 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод), схема 268 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Оросительная (2,1 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,7 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 97 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 86 процентов), ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 76 процентов) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме (схема 269 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.21.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 117 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 270 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 271 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.21.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 272 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания

АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 273 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.21.10. Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.21.11. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.22. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2025 года

5.22.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 146 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод), схема 274 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,5 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,1 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,3 МВт)) не позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 104 процента). Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОПО на ПС 110 кВ Томаровка с действием на отключение нагрузки в объеме до 3 МВт (схема 275 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.22.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 276 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.22.3. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 98 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 154 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод), схема 277 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 278 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.22.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,3 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,9 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 279 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.22.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 280 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.22.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 119 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С, схема 281 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

С учетом отключения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Химзавод в послеаварийной схеме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 101 процент (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +30 °С, схема 282 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.22.7. В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,5 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3,1 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,3 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 136 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН

на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 8 МВт (схема 283 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,5 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3,1 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,3 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 152 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 8 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 6 МВт (схема 284 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.22.8. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 107 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка)

составляет 136 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 285 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 286 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.22.9. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 137 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод), схема 287 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 288 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.22.10. Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.22.11. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.23. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних минимальных нагрузок 2025 года

5.23.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 289 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.23.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 290 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.23.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 291 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.23.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 292 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.23.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 293 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.23.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 294 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.23.7. Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.23.8. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.24. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2025 года

5.24.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 136 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод), схема 295 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,5 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,8 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,8 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 99 процентов, схема 296 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.24.2. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 297 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.24.3. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод), схема 298 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 299 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

При ремонтных схемах необходимо замыкание в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка).

5.24.4. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,7 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 300 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.24.5. В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений (схема 301 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.24.6. В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 124 процента (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +5 °С, схема 302 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

5.24.7. Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

5.24.8. В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная

Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Таблица 5.1

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2020 года

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 137 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (7,8 МВт) с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,2 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,2 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (0,3 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 106 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 100 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 123 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 111 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +30 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 40 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 1 часа). С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 128 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,8 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,3 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,2 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,7 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
7	В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 114 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 108 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Шебекино	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,4 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		(1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 97 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 94 процента) в послеаварийном режиме. В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 127 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 108 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,5 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,8 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 98 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 86 процентов) в послеаварийном режиме	Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 6 МВт. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,4 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			(3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 135 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 100 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 6 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 4 МВт
8	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 119 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 108 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 115 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 102 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 50 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов). С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 115 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			(новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
9	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 107 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 106 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 109 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 113 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 100 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 45 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов

Таблица 5.2

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2020 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 128 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,3 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,7 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (0,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 117 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 103 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 60 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 8 часов). С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,6 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

Таблица 5.3

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2021 года

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (7,8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,4 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (1,1 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 99 процентов)
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 123 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		+20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	составляет 104 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 99 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 156 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 113 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +30 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 45 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 1 часа). С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 108 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 103 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 минут при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 162 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,8 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,2 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,8 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 105 процентов (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +30 °С
7	В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая	В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 115 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 96 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 93 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме. В послеаварийном режиме напряжение в сети	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,4 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 129 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,6 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 99 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 87 процентов) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме	составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,4 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 138 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка –

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			Красногвардейское составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 5 МВт
8	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 125 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 110 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 138 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 117 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры) мероприятий по переводу нагрузки по сети 6 кВ (с 1Т ПС 110 кВ Журавлики на 2Т ПС 110 кВ Журавлики (2,3 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками (токовая загрузка составляет 98 процентов) в послеаварийном режиме. Для ликвидации перегрузки АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 55 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов).

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 108 проццентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 103 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 145 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
9	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 106 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 107 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 115 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 102 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 50 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов

Таблица 5.4

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2021 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 129 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,3 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,9 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,7 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (0,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 97 процентов)
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С)	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 102 процнта (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
			Лебеди (новая площадка) составляет 118 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 127 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 112 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 90 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 2 часов). С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 115 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
			при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С)
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,6 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 109 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С)

Таблица 5.5

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2022 года

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (7,8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,4 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (1,2 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов)
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 111 процентов

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	(длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 99 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 105 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 155 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 113 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 100 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +30 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			энергорайоне в объеме 45 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 1 часа). С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 107 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 103 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 минут при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 161 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,8 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,2 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,8 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
7	В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая	В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 116 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 96 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 93 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 130 процентов	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		(длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,6 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 99 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 87 процентов) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме	допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			(ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 5 МВт
8	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 125 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 110 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 137 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 117 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры) мероприятий по переводу нагрузки по сети 6 кВ (с 1Т ПС 110 кВ Журавлики на 2Т ПС 110 кВ Журавлики (2,3 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками (токовая загрузка составляет 98 процентов) в послеаварийном режиме. Для ликвидации перегрузки АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 60 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов). С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 107 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 102 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 144 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
9	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 106 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 107 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 138 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 116 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 4 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 102 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 55 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 4 часов)

Таблица 5.6

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2022 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 110 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С)	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 130 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,3 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,7 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 97 процентов)
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 110 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С)	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 118 процентов

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
			(не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 8 часов при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 109 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 127 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 112 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С). Для ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме 90 МВт (в случае невозможности ввода в работу II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в течение 2 часов). С учетом замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками, включения ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 114 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
			воздуха +5 °С составляет 990 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 109 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка АТ-3 ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка) составляет 104 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С)
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,7 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 108 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С)

Таблица 5.7

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2023 года

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (7,8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,4 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (1,2 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов)
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 123 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 105 процентоы (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 100 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	+30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 157 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,8 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,2 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,8 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 106 процентов (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +30 °С)
7	В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая	В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 116 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима, схема 192 приложения № 1 к СиПР Белгородской области).

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт) ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 96 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 93 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 130 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,6 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт),	С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 125 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка,

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,2 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 99 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 87 процентов) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме	ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,3 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,2 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 113 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 5 МВт
8	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры,	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка)	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
	аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
9	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 104 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 140 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

Таблица 5.8

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2023 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 130 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,3 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,8 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,4 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 99 процентов)

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,7 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,1 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 111 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +5 °С)

Таблица 5.9

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2024 года

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 144 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,5 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,1 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,3 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 100 процентов)
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 106 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Журавлики составляет 100 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 101 процент (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 минут при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 159 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,9 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,3 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,8 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 119 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С). С учетом отключения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Химзавод в послеаварийной схеме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			составляет 100 процентов (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +30 °С)
7	В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая	В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 116 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (1,5 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 95 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 93 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 136 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,5 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3,1 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,3 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 132 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 120 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 116 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Оросительная (2,1 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,7 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 96 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 84 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме	Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 8 МВт. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,5 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3,1 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,3 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 148 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 120 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 109 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка,

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 8 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 5 МВт
8	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 122 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 111 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 100 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку (перегрузку) при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 141 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
9	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 123 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 105 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 101 процент (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 2 часа при температуре наружного воздуха +20 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 141 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
10	В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча	В послеаварийном режиме токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 156 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 минута при температуре наружного воздуха +30 °С). С учетом применения в единичной ремонтной схеме (в ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Короча на ПС 110 кВ Александровка (2,2 МВт), ПС 110 кВ	В послеаварийном режиме токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 193 процента (превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 секунд при температуре наружного воздуха +30 °С). С учетом применения в единичной ремонтной схеме (в ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Короча на ПС 110 кВ Александровка (3,5 МВт), ПС 110 кВ

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		Чернянка (1,7 МВт)) токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 122 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 10 минут при температуре наружного воздуха +30 °С)	Чернянка (2,1 МВт)) токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 143 процента (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 5 минут при температуре наружного воздуха +30 °С)
11	Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

Таблица 5.10

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2024 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 135 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,5 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,8 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,8 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 98 процентов)
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин –	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
	Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)		
3	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 121 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 113 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +5 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,5 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,8 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 136 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 час при температуре наружного воздуха +5 °С). С учетом отключения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Химзавод в послеаварийной схеме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 114 процентов (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +5 °С)
7	В ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча, аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Короча	В послеаварийном режиме токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 203 процента (превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 секунд при температуре наружного воздуха +5 °С). С учетом применения в единичной ремонтной схеме (в ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Короча на ПС 110 кВ Александровка (4,2 МВт), ПС 110 кВ Чернянка (2,5 МВт)) токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 147 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 5 минут при температуре наружного воздуха +5 °С)	В послеаварийном режиме токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 233 процента (превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 20 секунд при температуре наружного воздуха +5 °С). С учетом применения в единичной ремонтной схеме (в ремонте 1Т ПС 110 кВ Короча) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Короча на ПС 110 кВ Александровка (5,1 МВт), ПС 110 кВ Чернянка (3,3 МВт)) токовая загрузка 3Т ПС 110 кВ Короча составляет 159 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 1 минута при температуре наружного воздуха +5 °С)
8	Аварийное отключение 2Т ПС 110 кВ Южная	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1Т ПС 110 кВ Южная составляет 120 процентов (перегрузка не допускается, так как индекс технического состояния магнитопровода не превышает значения «50»)

Таблица 5.11

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для летних нагрузок 2025 года

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 146 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,5 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,1 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,3 МВт)) не позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 104 процента). Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОПО на ПС 110 кВ Томаровка с действием на отключение нагрузки в объеме до 3 МВт
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 118 процентов (длительно допустимый	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 103 процента (длительно допустимый

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 367 А (провод)). Токовая загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составляет 98 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 154 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 776 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (0,9 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (3,5 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (4,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4,3 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (3,9 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 119 процентов (не превышает допустимую аварийную перегрузку

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			длительностью 24 часа при температуре наружного воздуха +30 °С). С учетом отключения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Химзавод в послеаварийной схеме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 101 процент (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +30 °С)
7	В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая	В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (1,5 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 97 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 94 процента) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,5 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3,1 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,3 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 136 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 278 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 320 А

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
		значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 139 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское составляет 100 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)). Применение в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Оросительная (2,1 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (1,8 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (2,7 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (2,3 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (0,9 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка (токовая загрузка составляет 97 процентов), ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 86 процентов), ВЛ 110 кВ Алексеевка – Красногвардейское (токовая загрузка составляет 76 процентов) и обеспечить напряжение выше аварийно допустимого в послеаварийном режиме	(ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 8 МВт. В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений (расхождение режима). С учетом применения в двойной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Верхняя Покровка на ПС 110 кВ Алексеевка (2,5 МВт), ПС 110 кВ Архангельское (2,4 МВт), с ПС 110 кВ Волоконовка на ПС 110 кВ Красногвардейское (0,2 МВт), с ПС 110 кВ Максимовка на ПС 110 кВ Шебекино (3,5 МВт), с ПС 110 кВ Новый Оскол на ПС 110 кВ Короча (3,1 МВт), ПС 110 кВ Шебекино (1,3 МВт), с ПС 110 кВ Чернянка на ПС 110 кВ Архангельское (3,4 МВт), ПС 110 кВ Долгая Поляна (1,4 МВт)) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка составляет 152 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 249 А (провод)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка – Красногвардейское составляет 124 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 320 А (ПС 110 кВ Верхняя Покровка – ТТ)), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексеевка –

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			Красногвардейское составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +30 °С составляет 423 А (ПС 110 кВ Алексеевка – ошиновка, ПС 110 кВ Красногвардейское – ошиновка, провод)), напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реализация АОСН на ПС 110 кВ Волоконовка с действием на отключение нагрузки в объеме до 8 МВт, АОПО на ПС 110 кВ Новый Оскол с действием на отключение нагрузки в объеме до 6 МВт
8	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 117 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 101 процент (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками составляет 112 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайкой на ПС Журавлики на участке от отпайки на ПС 110 кВ Журавлики до ПС 110 кВ Старый Оскол-1 составляет 107 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ошиновка, провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 136 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая

№ п/п	Режим	Летний минимум	Летний максимум
			площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
9	В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 118 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 600 А (ПС 330 кВ Губкин – ВЧЗ, ТТ)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на участке от ПС 330 кВ Губкин (новая площадка) до отпайки на ПС 110 кВ Журавлики составляет 102 процента (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 410 А (провод)). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 137 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +20 °С составляет 866 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
10	Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
11	В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

Таблица 5.12

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше для зимних нагрузок 2025 года

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составляет 136 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 468 А (провод)). Применение в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1) мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ (с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное (8,5 МВт), с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (4,7 МВт), с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник (3,8 МВт), с ПС 110 кВ Ракитное на ПС 110 кВ Рудник (4,8 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка (2,5 МВт), с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Рудник (2,5 МВт)) позволяет устранить перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме (токовая загрузка составляет 99 процентов)
2	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
3	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) составляет 110 процентов (длительно допустимый ток ЛЭП при температуре наружного воздуха +5 °С составляет 990 А (провод)). Действием АОПО отключается ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка). После срабатывания АОПО параметры

№ п/п	Режим	Зимний минимум	Зимний максимум
			электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
4	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки	С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (1,6 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (4 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Белгород, БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка), БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Фрунзенская. С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Алексеевка (2,7 МВт), с ПС 110 кВ Оросительная на ПС 110 кВ Волоконовка (5,9 МВт)) и в послеаварийной схеме (с ПС 330 кВ Валуйки на ПС 110 кВ Оросительная (5,2 МВт)) параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
5	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
6	В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	В послеаварийном режиме токовая загрузка 1АТ ПС 330 кВ Шебекино составляет 124 процента (не превышает допустимую круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции при температуре наружного воздуха +5 °С)
7	Аварийное отключение 1Т ПС 110 кВ Короча	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений
8	В ремонте 1Т ПС 110 кВ Южная, аварийное отключение 3Т ПС 110 кВ Южная	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений	Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

6. Анализ балансов реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше

В режимный день 18 декабря 2019 года потребление реактивной мощности Белгородской энергосистемой составило 556 МВАр. Фактическое соотношение потребления активной и реактивной мощности при этом составило 0,27.

В режимный день 19 июня 2019 года потребление реактивной мощности Белгородской энергосистемой составило 423 МВАр. Фактическое соотношение потребления активной и реактивной мощности при этом составило 0,23 и не превысило максимального значения, которое для сети 110 кВ составляет 0,5[16].

При компенсации реактивной мощности в распределительной сети напряжением 10(6) – 0,4 кВ у конечных потребителей (в Белгородской энергосистеме это в основном крупные сельскохозяйственные предприятия свиноводства, птицеводства и производства комбикормов) необходимость устанавливать устройства компенсации реактивной мощности на шинах подстанций 110 кВ отсутствует.

Следует также отметить, что компенсация реактивной мощности у конечных потребителей сдерживается отсутствием утвержденной методики по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности, так как действующие Методические указания применимы только к договорам на оказание услуг по передаче электрической энергии (договорам энергоснабжения) по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Схемой и программой развития ЕЭС России на 2020 – 2026 годы предусматривается установка четырех батарей статических конденсаторов на шинах 110 кВ мощностью 52 МВАр каждая на двух подстанциях: две на ПС 330 кВ Белгород и две на ПС 330 кВ Губкин.

7. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям

Цифровая интеллектуальная сеть – это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС и ВЛ, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК.

Важная характеристика «цифровой» сети – возможность потребителя участвовать в управлении нагрузкой, взаимодействовать с разными сбытовыми компаниями с выбором оптимальных тарифных предложений, интегрировать

[16] В соответствие с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 года № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

в сеть собственные источники генерации и накопители электрической энергии. Данный функционал дает широкие возможности всем участникам энергетического рынка обеспечить эффективность передачи и потребления электроэнергии.

Электросетевые компании получают более широкие возможности по прогнозированию потребления, управлению потерями электроэнергии и наблюдаемости сетей.

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

– способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;

– возможность активного участия в работе сети потребителей;

– устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;

– обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;

– обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;

– интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг на рынках, в частности для электротранспорта.

Активно-адаптивную сеть характеризует:

– гибкость. Сеть должна быть адаптирована под различные режимы работы поставщиков и потребителей электроэнергии;

– доступность. Сеть должна быть доступна для новых потребителей, причём в качестве новых подключений к сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии;

– надёжность. Сеть должна гарантировать надежность поставки и качество электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов;

– экономичность. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении интеллектуальной сети совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Ключевым фактором реализации цифровой интеллектуальной сети является платформенность решений и единых цифровых шин данных.

Одним из основных направлений развития цифровизации является повышение уровня автоматизации оперативно-технологического управления. Под оперативно-технологическим управлением (далее – ОТУ) электрическими сетями понимается совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого комплекса (ЭСК) компании, включающая выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

– надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условий договоров оказания услуг по передаче;

– надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;

– эффективной, с наименьшими техническими потерями, передачи электроэнергии по сетям.

Система ОТУ должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСК с целью эффективного управления как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития. Основной при этом является автоматизация функции управления.

Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на подстанции. А в случае их отсутствия – отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации на верхний уровень управления.

На ПС 220 кВ и 110 кВ, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение автоматизированных систем управления технологическими працессами (далее – АСУТП) в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления подстанцией. АСУТП подстанции должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны – информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой – АСУТП должна иметь самостоятельное значение для конкретной подстанции в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

– повышение наблюдаемости сети: отображение состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом;

– повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;

– предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущербов;

– повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;

– автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Общие требования к АСУТП ПС:

1) открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);

2) обеспечение информационного обмена с ЦУС по протоколам МЭК 60870-5-101/104, в дальнейшем – с поддержкой протокола МЭК 61850-10;

3) развитие аналитических и экспертных функций в АСУТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;

4) реализация функций контроля и управления отдельной единицей оборудования с минимальной зависимостью от состояния (в том числе отказов) других компонентов системы;

5) обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров.

На тупиковых, отпаечных ПС 110 кВ, ПС 35 кВ должны применяться системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ЦУС.

На ТП 6-20 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ДП РЭС.

Создание «цифровых» подстанций.

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на подстанциях ЭСК является создание «цифровых» ПС (ЦПС). Под ЦПС понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (АСУТП / ССПИ, АИИС КУЭ, РЗА, ПА, РАС, ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протокола МЭК 61850. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

– функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем ПС, прежде всего интегрированных в АСУТП – повышение уровня автоматизации технологических процессов ПС;

– развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах ПС, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем ПС посредством «оцифровки» аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных во вторичные системы ПС через цифровую коммуникационную среду ПС, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

Требования к системам телемеханики и АСУТП «цифровых» сетей:

– для реализации функции телеизмерений в качестве источников информации допускается использование счетчиков АСКУЭ и щитовых приборов;

– АСУ ТП ПС должна строиться на базе SCADA–системы. Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня АСУТП ПС выполняется на базе серверов / промышленных контроллеров с обеспечением горячего резервирования;

– локальная вычислительная сеть (ЛВС) АСУТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов ЛВС АСУ ТП ПС при изменении топологии сети;

– интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУТП ПС должна осуществляться по протоколам обмена, рекомендованным МЭК (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, МЭК 61850);

– не должно применяться избыточного резервного управления первичным оборудованием, включая телеуправление.

В составе АСУТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) – сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевого обмена IP не ниже версии 4, в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу МЭК 60850, но не хуже МЭК 61870-5-104.

7.1. Цифровизация электросетевого комплекса филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

Цель: создание эталонного электросетевого комплекса с применением цифровых технологий, обеспечивающего надежное электроснабжение потребителей Белгородской области, а также социально-экономическое развитие региона, снижение потерь электрической энергии, снижение издержек, улучшение показателей надежности энергосистемы.

Задачи программы:

– совершенствование процесса оперативно-технологического управления (далее – ОТУ), включая применение современных информационных систем, совершенствование каналов связи и передачи данных;

– повышение надёжности, обеспечение наблюдаемости и управляемости электрической сети 10(6) кВ, включая внедрение распределённой автоматизации, реконструкцию ВЛ 10(6) кВ с применением провода СИП, реконструкцию КЛ 10(6) кВ, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии, реконструкцию РП/ТП 10(6) кВ с доведением уровня наблюдаемости до 100 процентов;

– модернизация и расширение системы интеллектуального учёта электроэнергии, включая модернизацию систем учёта электроэнергии на ПС 35-110 кВ, в сети 0,4-10(6) кВ;

– повышение надёжности и управляемости питающих центров 35-110 кВ, включая комплексную или частичную реконструкцию ПС 35-110 кВ, применение технологий цифровая подстанция (далее – ЦПС);

– повышение надёжности электрической сети 0,4 кВ, включая повышение наблюдаемости, реконструкцию ВЛ 0,4 кВ с применением провода СИП, реконструкцию КЛ 0,4 кВ, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии.

7.2. Совершенствование процесса оперативно-технологического управления

Для обеспечения оперативно-диспетчерской связи в филиале организованы и функционируют 30 радиосетей оперативно-диспетчерской связи в 22 РЭС.

15 радиосетей в 14 РЭС построено с применением технологий цифровой радиосвязи. Программой предусмотрена модернизация сети оперативно-диспетчерской радиосвязи с применением технологий цифровой радиосвязи. Предусматривается установка 8 базовых станций с применением технологий цифровой радиосвязи. Данные мероприятия позволят повысить качество радиосвязи, расширить зоны покрытия, обеспечить радиосвязью диспетчеров ЦУС во всех районах области.

Модернизация телефонной сети оперативно-диспетчерской связи необходима в связи с наличием устаревшего оборудования. Устаревшее оборудование АТС не обеспечивает необходимое количество каналов связи и требуемую надежность. Программой предусмотрена замена 24 АТС.

Планируется оснащение бригад диагностики и ОВБ мобильными устройствами (планшетами) в количестве 126 штук.

Устройства позволят:

– осуществлять навигацию на местности;

– производить оперативный поиск энергообъектов и прокладывать маршруты;

– получать оперативную информацию от диспетчера;

– передавать оперативную информацию диспетчеру;

– хранить схемы энергообъектов и необходимую техническую документацию;

– фиксировать дефекты при выполнении диагностики энергообъектов.

Оснащение 779 единиц автотранспорта системой GPS/ГЛОНАС. Предварительная стоимость составит 11,902 млн рублей.

Создание единого центра управления сетями 0,4 – 110 кВ (далее – ЕЦУС) и двух участков оперативно-технологического управления (далее – ОТУ) городской сетью: г. Белгород и Белгородский район, г. Старый Оскол и Старооскольский городской округ.

7.3. Повышение надёжности, обеспечение наблюдаемости и управляемости электрической сети 10(6) кВ, включая внедрение распределённой автоматизации

Программой предусматривается создание пяти цифровых РЭС на базе Белгородских электрических сетей (далее – БЭС), Белгородского РЭС, Борисовского РЭС, Валуйского РЭС и Яковлевскго РЭС.

Цифровая сеть – электрическая сеть, которая опирается на три ключевых критерия: сеть должна быть наблюдаема, дистанционно управляема с любой точки области, уметь автоматически отрабатывать большинство операций на всех уровнях напряжения.

В целях повышения надежности и создания цифровой сети филиала предусматривается реконструкция 50 ВЛ 6, 10 кВ с монтажом 74 реклоузеров, 118 управляемых разъединителей, 126 индикаторов короткого замыкания,

3 пунктов коммерческого учета 10 кВ (межрайонные связи). Строительство 5 кольцевых связей 10 кВ между ПС протяженностью 2,3 км.

Кроме того, предусматривается реконструкция 17 ячеек 6, 10 кВ на ПС 35-110 кВ и РП 6-10 кВ с заменой коммутационных аппаратов и устройств РЗА, оснащение устройствами телемеханики 2650 ТП и РП, строительство РП-10 кВ Репное и реконструкция РП-22 ПС 110/10 кВ Северная.

7.4. Модернизация и расширение системы интеллектуального учёта, оснащение всех ТП 6(10)/0,4 кВ техническим учетом на вводах 0,4 кВ, оснащение потребителей интеллектуальными приборами учета

Программой цифровизации предусмотрена замена устаревших ИВКЭ (замена УСПД) на 49 ПС 35-110 кВ на современные, модернизация 337 измерительных комплексов (далее – ИК) на ПС 35-110 кВ на современные.

Программой предусмотрена установка ИИК на вводах 0,4 кВ ТП 10(6)/0,4 кВ с целью балансирования линий 0,4 кВ и выявления очагов сверхнормативных потерь в количестве 11 815 приборов учета.

Установка высоковольтных пунктов коммерческого учета (далее – ПКУ) с удаленным сбором данных в количестве 185 штук.

Программой предусмотрено оснащение 28 282 точек поставки электроэнергии потребителям (юридических и физических лиц) интеллектуальными приборами учета. Выполнение данного мероприятия позволит снизить потери электроэнергии за счет повышения класса точности приборов учета, исключения возможности хищений путем вмешательства в работу прибора учета с целью искажения данных измерений.

Кроме того, оснащение интеллектуальными приборами учета потребителей в дальнейшем даст возможность создания новых сервисов на основе мобильного приложения (получать показания прибора учёта электроэнергии и иметь доступ к архиву данных о потреблении за предшествующие периоды).

7.5. Повышение надёжности и управляемости питающих центров 35-110 кВ

На 19 ВЛ 35 кВ филиала отсутствует возможность определения места повреждения, что приводит к увеличению времени, требуемого на поиск повреждения, трудовых затрат, росту недоотпуска электроэнергии при аварийных отключениях ВЛ 35 кВ.

Предусмотрена установка 19 микропроцессорных приборов ОМП на 8 ПС 110 кВ с организацией обмена информацией между микропроцессорными терминалами ОМП и ОИК ЦУС посредством протокола МЭК 60870-5-104.

Перечень данных ПС 110 кВ и присоединений представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Перечень ПС и ВЛ 35 кВ, на которых предусмотрена установка микропроцессорных приборов ОМП

№ п/п	Наименование ПС	Присоединение
1	ПС 110 кВ Вейделевка	ВЛ 35 кВ Вейделевка – Б.Плес
		ВЛ 35 кВ Вейделевка – Викторополь
2	ПС 110 кВ Алексеевка	ВЛ 35 кВ Алексеевка – Варваровка с отпайкой на ПС Алейниково
		ВЛ 35 кВ Алексеевка – Красногвардейское с отпайкой на ПС Иловка
		ВЛ 35 кВ Алексеевка – Кущино
		ВЛ 35 кВ Алексеевка – Неминущее
3	ПС 110 кВ Журавлики	ВЛ 35 кВ Журавлики 110 – Восточная с отпайкой на ПС Ледовая
		ВЛ 35 кВ Журавлики 110 – Журавлики-35 № 1
		ВЛ 35 кВ Журавлики 110 – Журавлики-35 № 2
4	ПС 110 кВ Верхняя Покровка	ВЛ 35 кВ Верхняя Покровка – Иловка
		ВЛ 35 кВ Верхняя Покровка – Камызино
		ВЛ 35 кВ Верхняя Покровка – Н.Уколово
		ВЛ 35 кВ Верхняя Покровка – Уточка
5	ПС 110 кВ Скородное	ВЛ 35 кВ Скородное – Холодное
6	ПС 110 кВ Стрелецкая	ВЛ 35 кВ Стрелецкая – Шишино с отпайкой на ПС 330 кВ Белгород
7	ПС 110 кВ Рудник	ВЛ 35 кВ Рудник – Алексеевка
		ВЛ 35 кВ Рудник – Верхопенье
8	ПС 110 кВ Восточная	ВЛ 35 кВ Восточная – Беловское
		ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с отпайкой на ПС Земснаряд

7.6. Создание цифровой ПС 110/6 кВ Строитель

ПС 110/6 кВ Строитель введена в эксплуатацию в 1971 году. В нормальном режиме ПС 110/6 кВ Строитель запитана двумя отпайками от ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник цепь 1 и от ВЛ 110 кВ Белгород – Рудник цепь 2. На ПС 110/6 кВ Строитель установлено два силовых трансформатора ТДН-15000/110/6, год выпуска – 1962 и 1968 соответственно.

Загрузка ПС 110/6 кВ Строитель в день зимнего контрольного замера составила 12,61 МВА.

Объем заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, составляет 0,44 МВт.

Целевая архитектура Цифровой ПС:

- централизованная система РЗА и ПА ЦПС с применением протоколов МЭК 61850 8-1 (GOOS, MMS сообщения), МЭК 61850 9-2 (SV-потоки).

Объем работ в рамках проекта «Цифровая ПС»:

- сооружение нового распределительного устройства 110 кВ по типовой схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматизированной перемычкой со стороны линий»;
- сооружение нового распределительного устройства 6 кВ по схеме 6-2 «Две рабочих, секционированных выключателями системами шин»;
- установка двух силовых трансформаторов ТДТН-16000/110 с системой мониторинга основных параметров трансформатора;
- сооружение модульного здания ОПУ с новыми системами собственных нужд, оперативного постоянного тока, централизованной системы релейной защиты и автоматики ЦПС.

Целевая архитектура цифровой ПС 110/6 кВ Строитель:

На ПС 110/6 кВ Строитель реализуется централизованная системы РЗА и ПА цифровой подстанции, которая предусматривает:

Процессы архитектуры	Уровень поддержки МЭК 61850
Обмен между интеллектуальными электронными устройствами дискретными сигналами	GOOSE объектно-ориентированные сообщения МЭК 61850-8-1
Информационный обмен с АСУТП и верхним уровнем SCADA	MMS данные и команды МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104
Передача измерений токов и напряжений	SV потоки мгновенных значений токов и напряжений МЭК 61850-9-2 (без применения цифровых ТТ и ТН)

На ПС 110/6 кВ Строитель предусматривается программно-технический комплекс централизованной защиты и управления в соответствии с протоколом МЭК 61850. Цифровая система управления подстанцией интегрирует в себе цифровые системы релейной защиты, телемеханики и учета электроэнергии с использованием стандарта МЭК 61850.

Проектом предусмотрено применение мультитросовой молниезащиты в соответствии с результатами НИОКР «Программно-аппаратный комплекс для защиты подстанций 35-110 кВ нового поколения от электромагнитных воздействий с применением мультитросовой молниезащиты».

Ожидаемый эффект от реализации проекта:

- уменьшение количества отключений на потребителя в год (SAIFI) – 0,00000053 шт.;
- уменьшение продолжительности отключений на потребителя в год (SAIFI) – 0,0000092 час.;
- снижение недоотпуска электроэнергии – 3820 кВт·час;

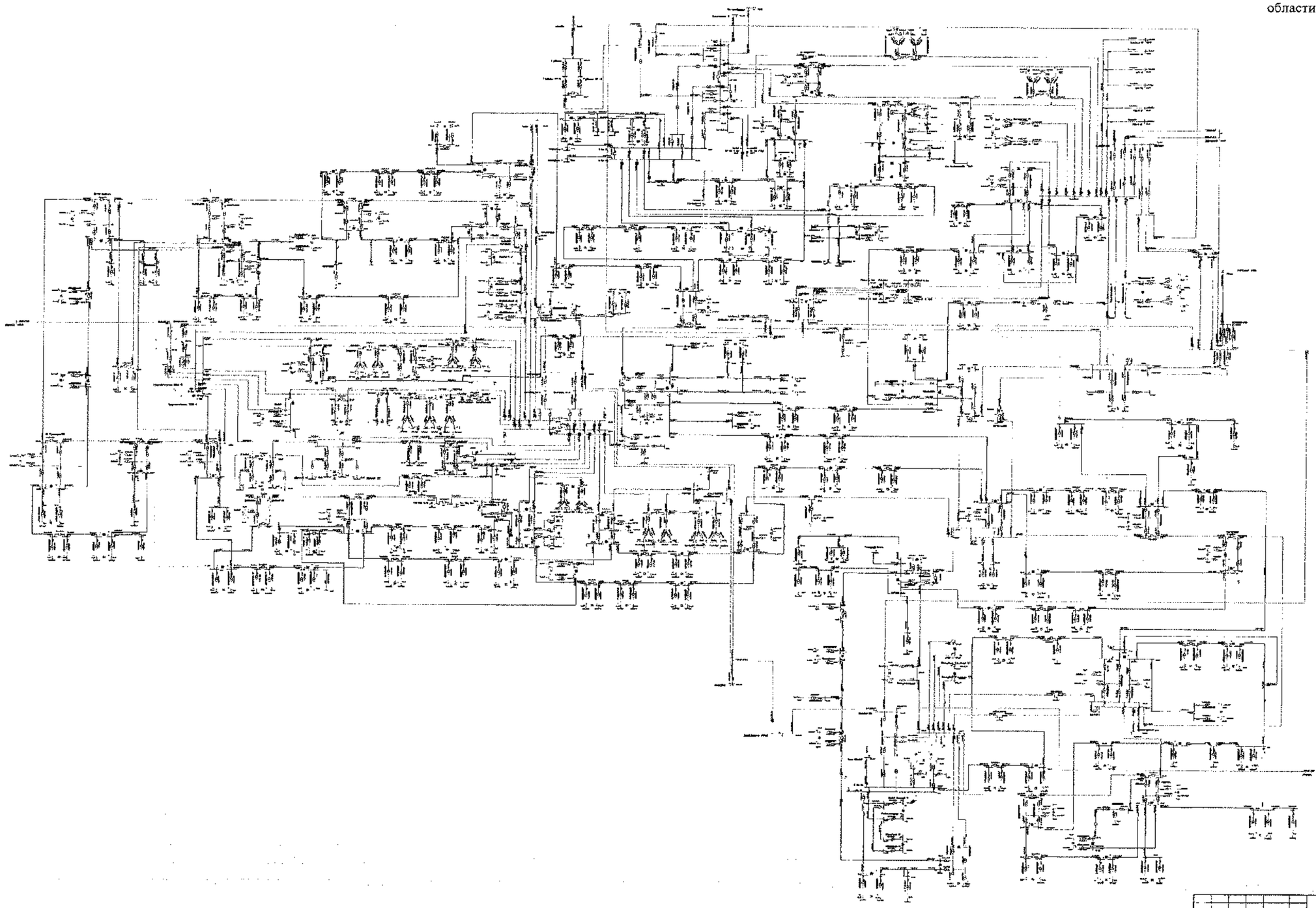
- снижение затрат на ТоИР;
- снижение затрат на оперативное обслуживание;
- снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Проект реконструкции ПС 110/6 кВ Строитель направлен на техническое перевооружение существующей ПС с применением технологии цифровой подстанции.

Администрация Губернатора Белгородской области
Отдел сопровождения правовых актов
Для документов

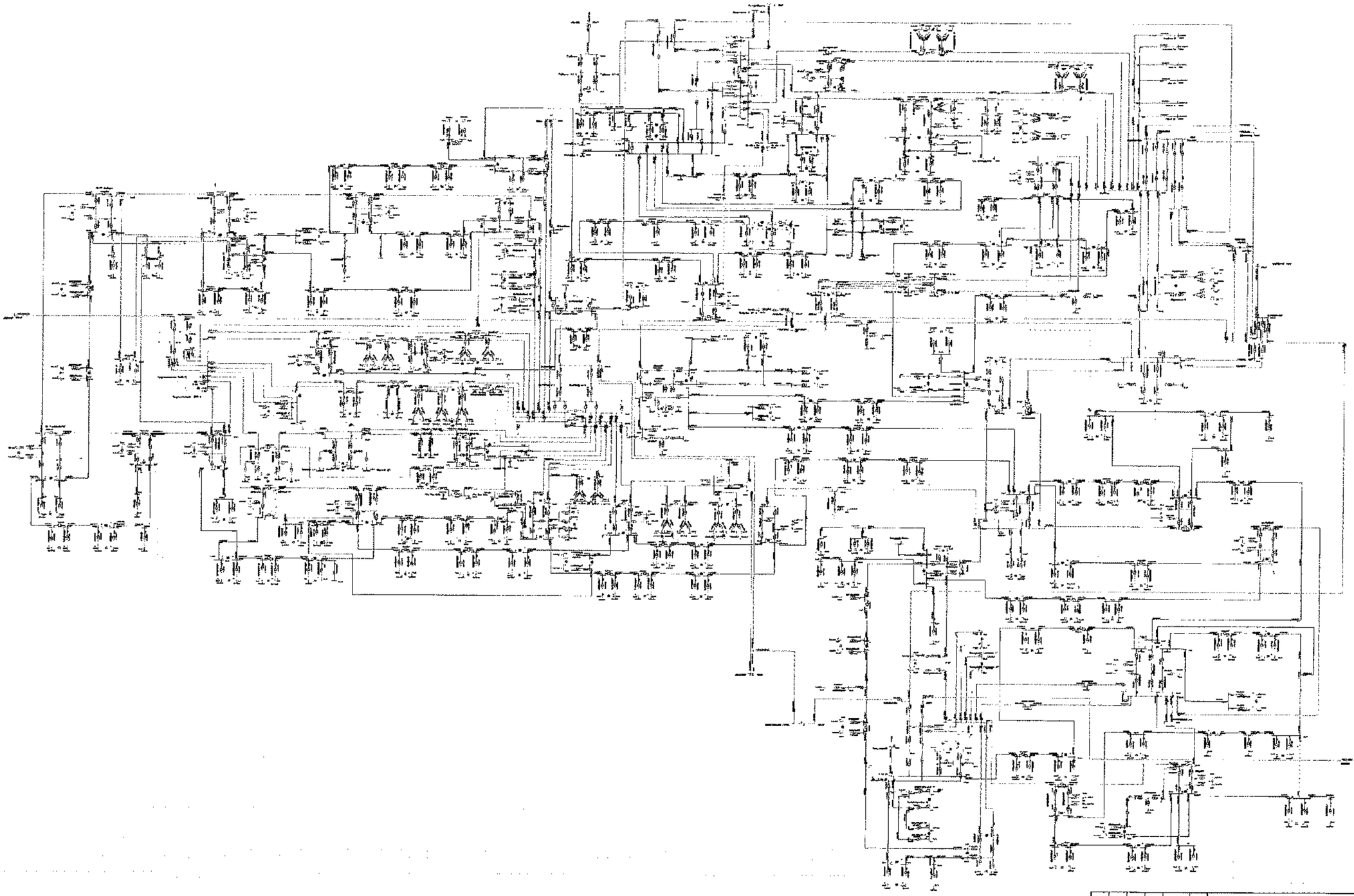
Схема 1

Приложение № 1
к Схеме и программе развития
электроэнергетики Белгородской
области на 2021 – 2025 годы



						3120-С-ПР		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Белгородская область		
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	1	
Н. контр.									
ГИП						Нормальный режим. Летняя максимальная нагрузка 2020 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 2



							3100-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							Р	2	
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						Подстанция «Летняя» напряжением 110/35/10 кВ	АО «Институт ГПИ «ЮРГИ» Центрэнергосетьпроект»		
Утверждил									

Схема 3

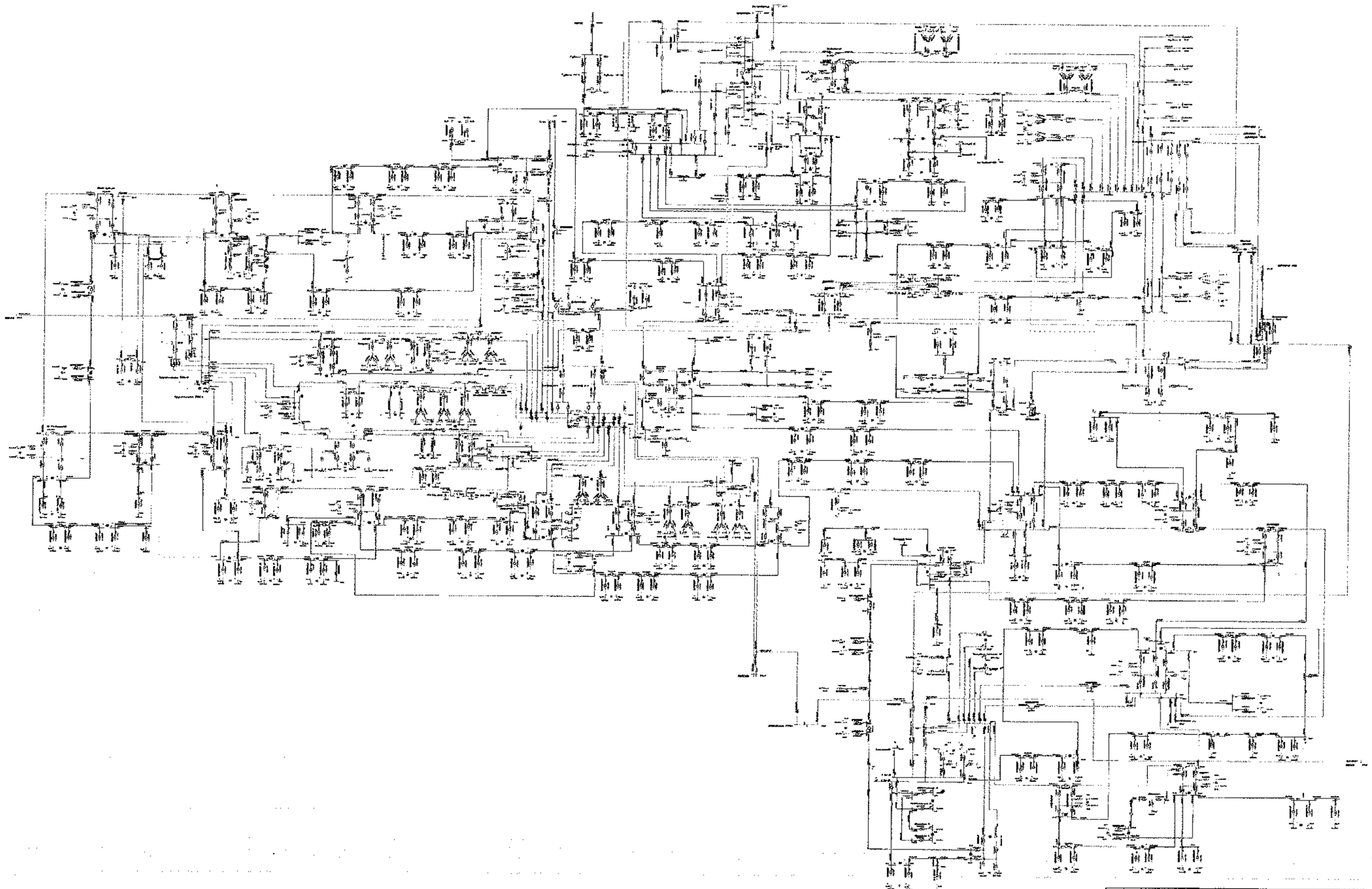


Схема 4

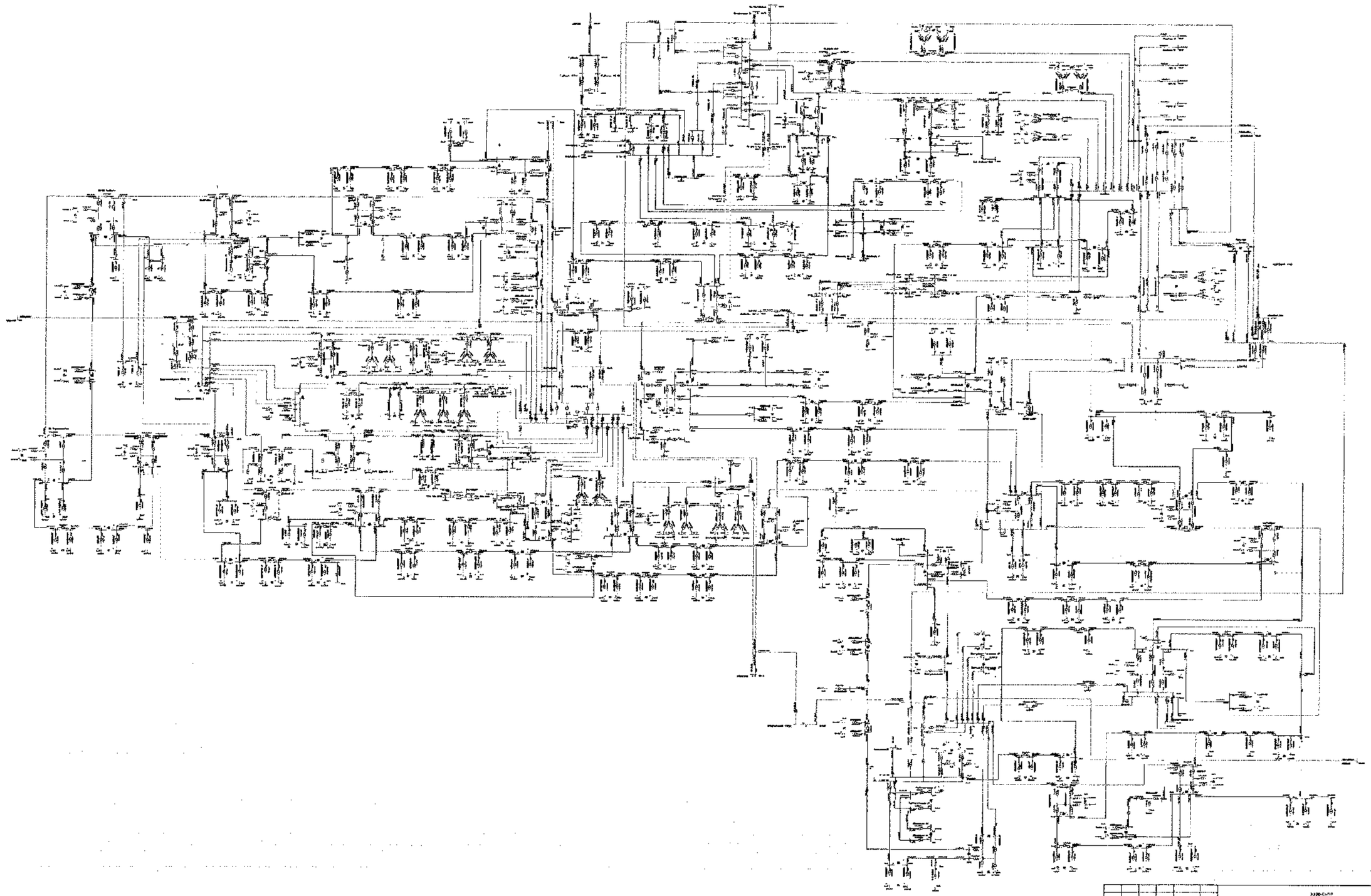
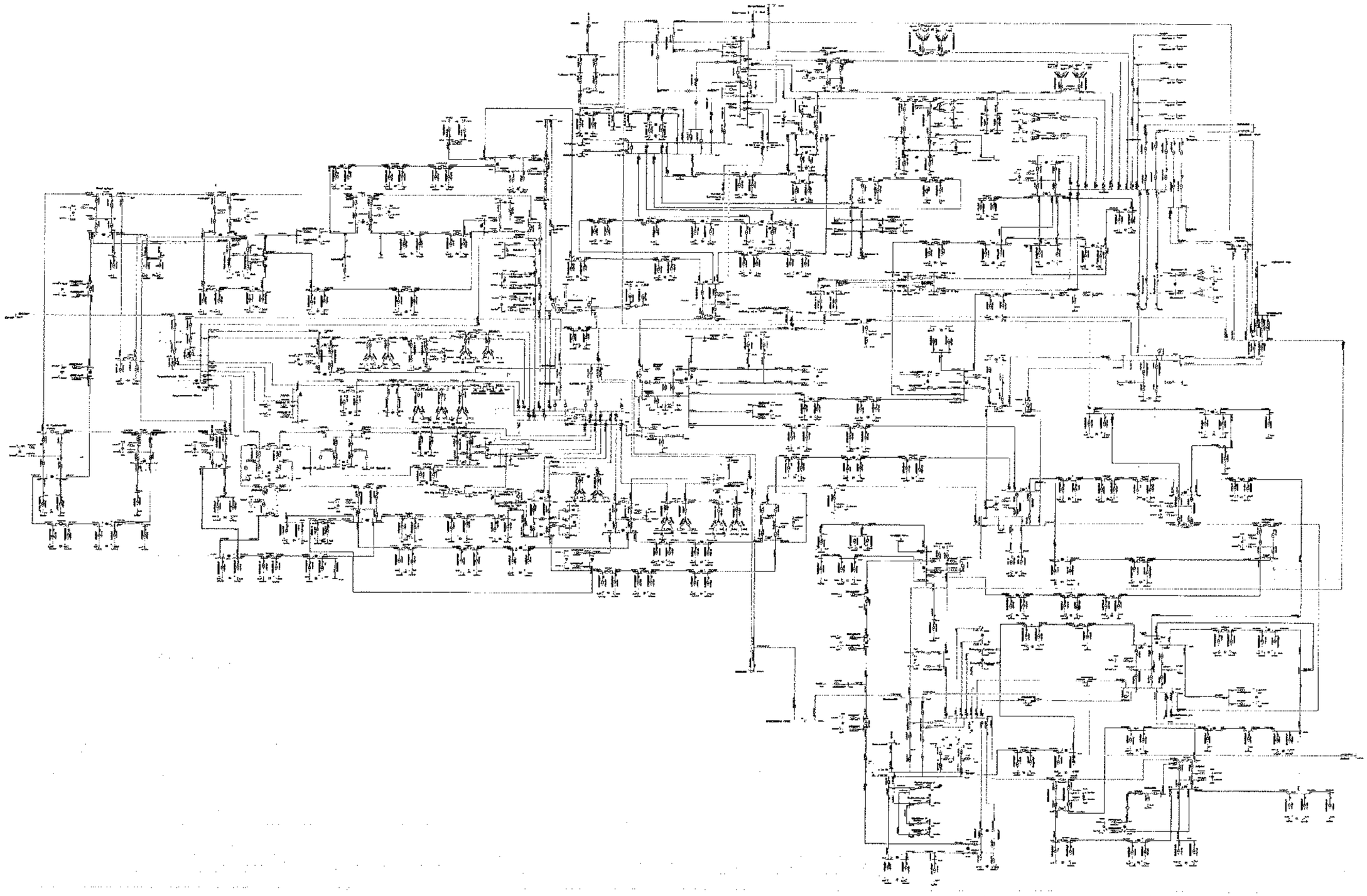
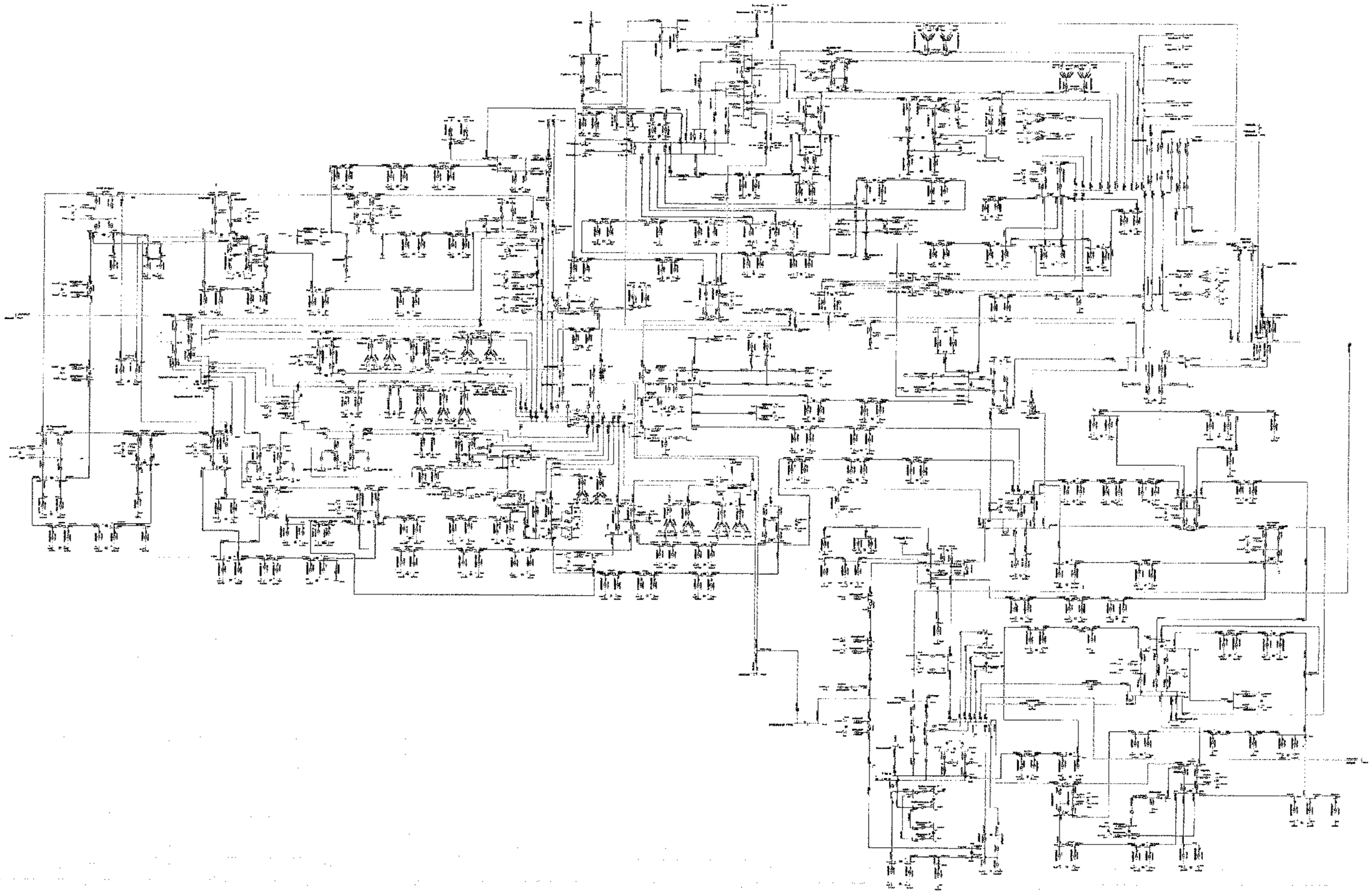


Схема 5



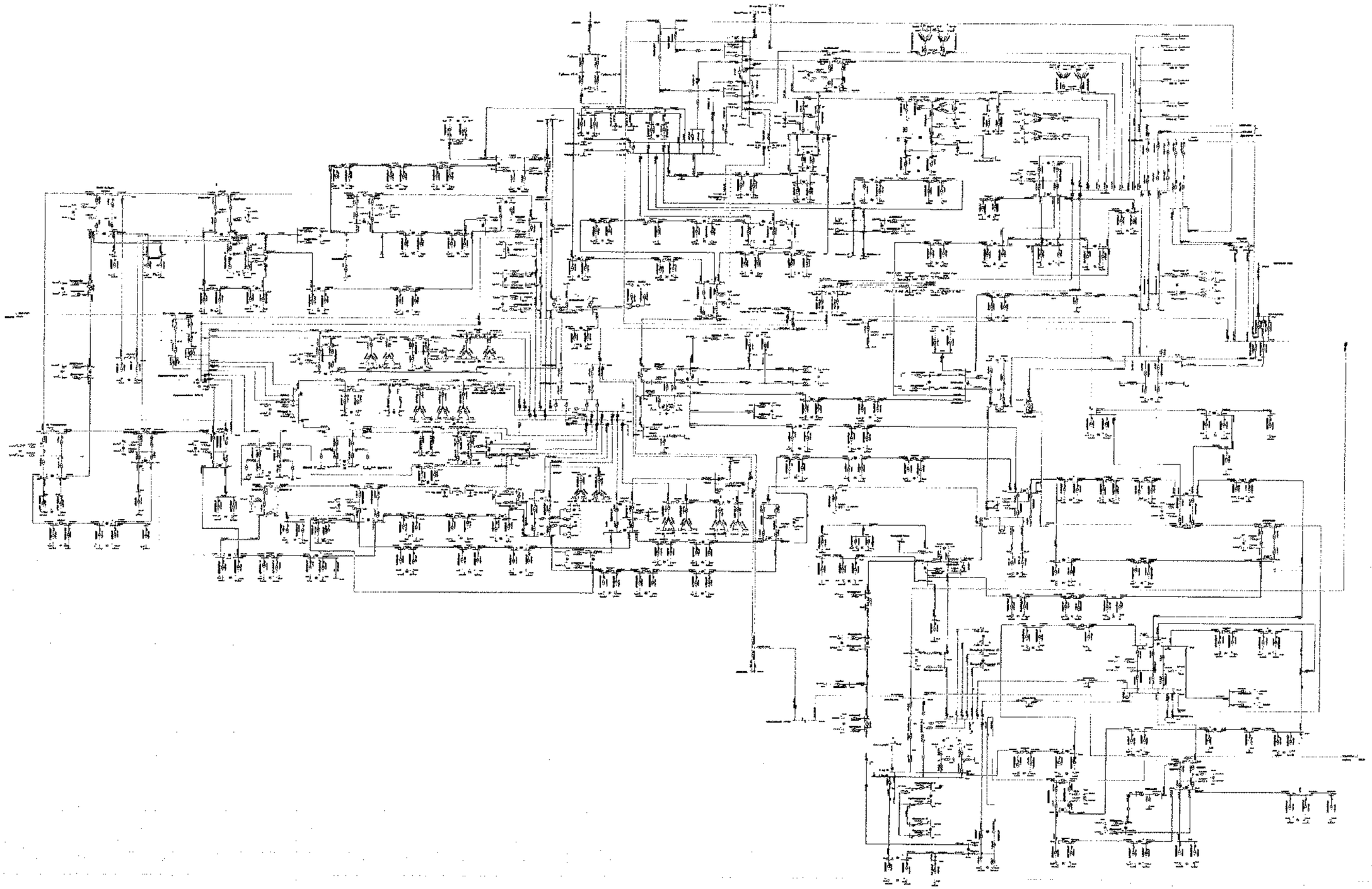
							2100-СИПР		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата		Красноярская область		
Разработал							Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								П	5	
Н. контр.										
ГИП							Нормативный срок: 2024 год, расчетный период 2033 год	АО «Институт ГКО «ВНИПИ Промтехнологии»		
Утвердил										

Схема 6



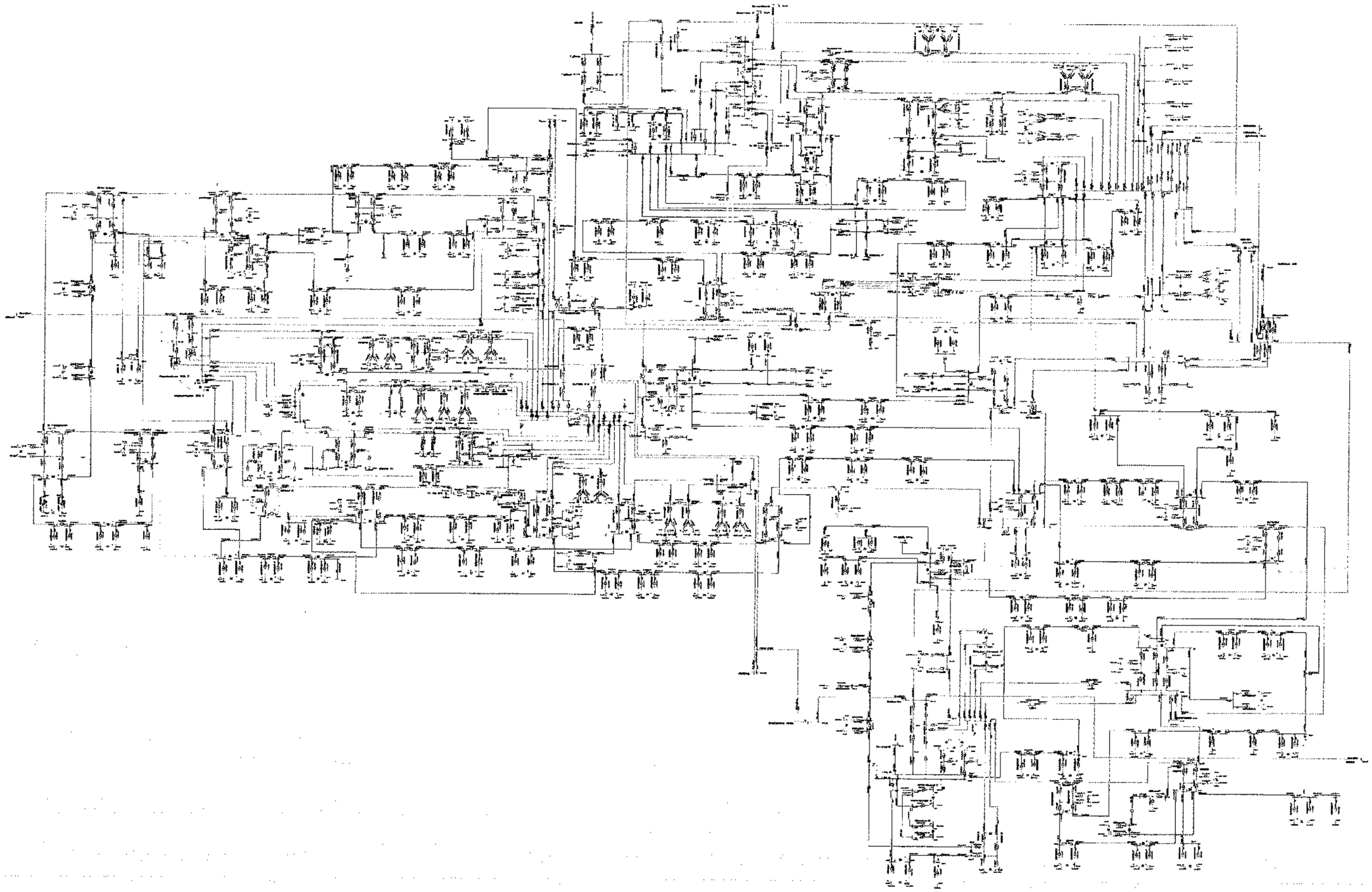
							ЭТОО СКПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал								П	6	
Проверил										
Н. контр.										
ГИП							Мурашкина Ксения Леонид. инженер-проектировщик 2021 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Инв.№ подл.										

Схема 7



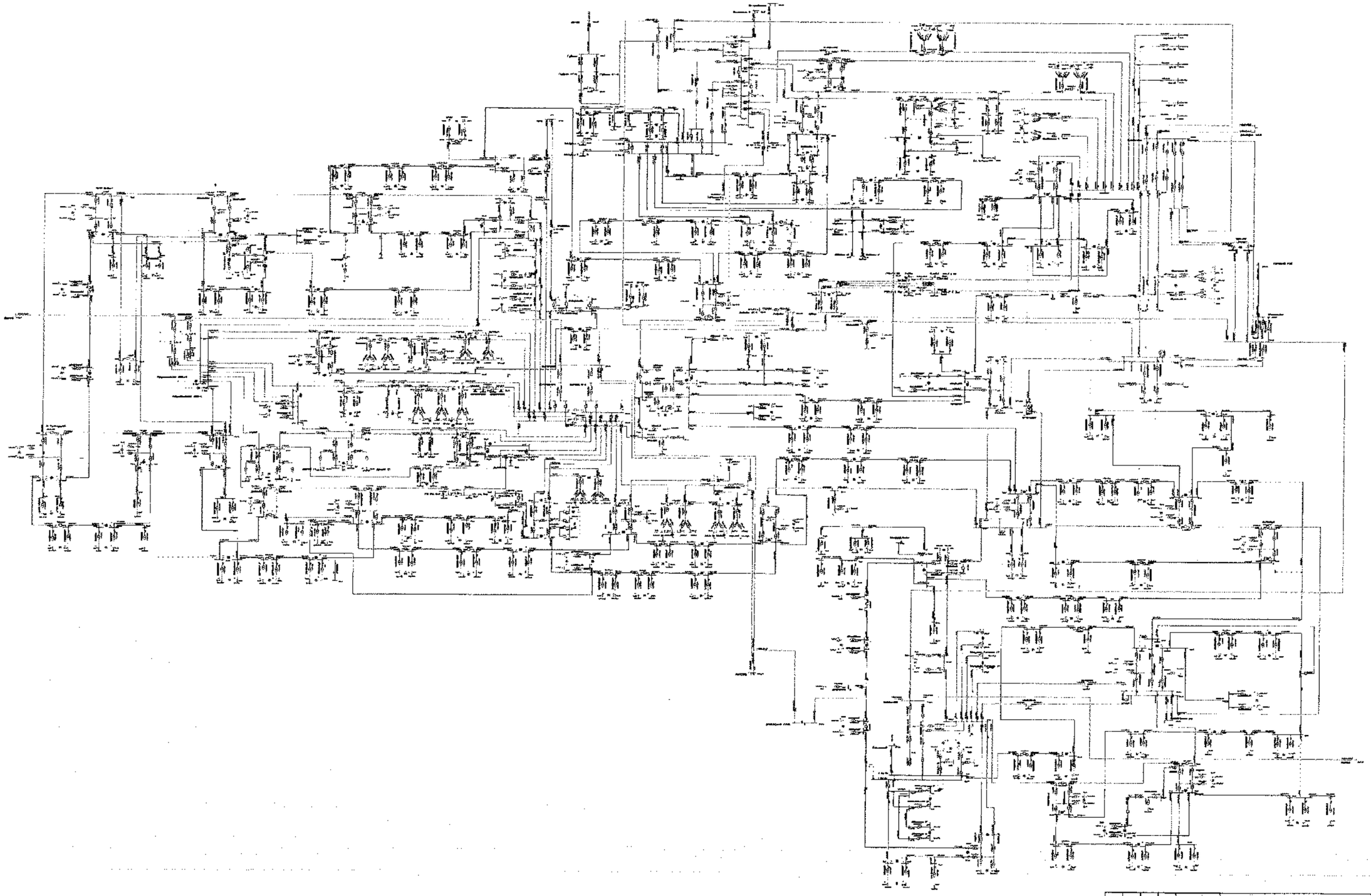
							ЗАО «ЭТР»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал									
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Утвердил									
							Схема 7	Стадия	Лист	Листов
								Р	7	
							Подстанция / линия: Белгородская область 2021 года	ЗАО «ЭТР»		

Схема 8



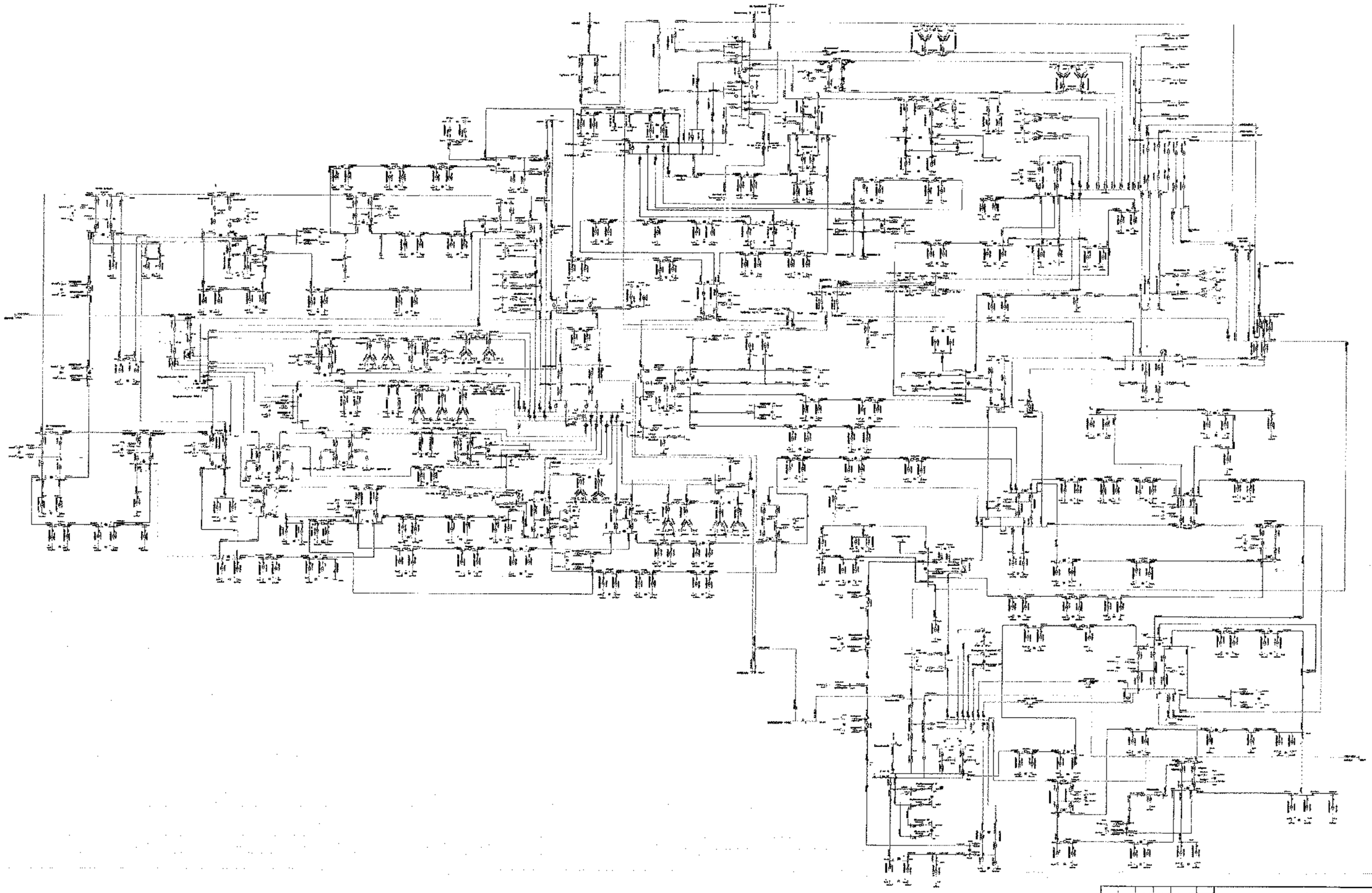
							3100-СыПР	
							Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата			
Разработал						Схема интеграции различных электроустановок на территории Белгородской области на долгосрочный период 2021-2035 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							О	8	
Н. контр.									
ГИП						Информационная модель. Электроэнергетика. Новая редакция 2021-2035	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждено									

Схема 9



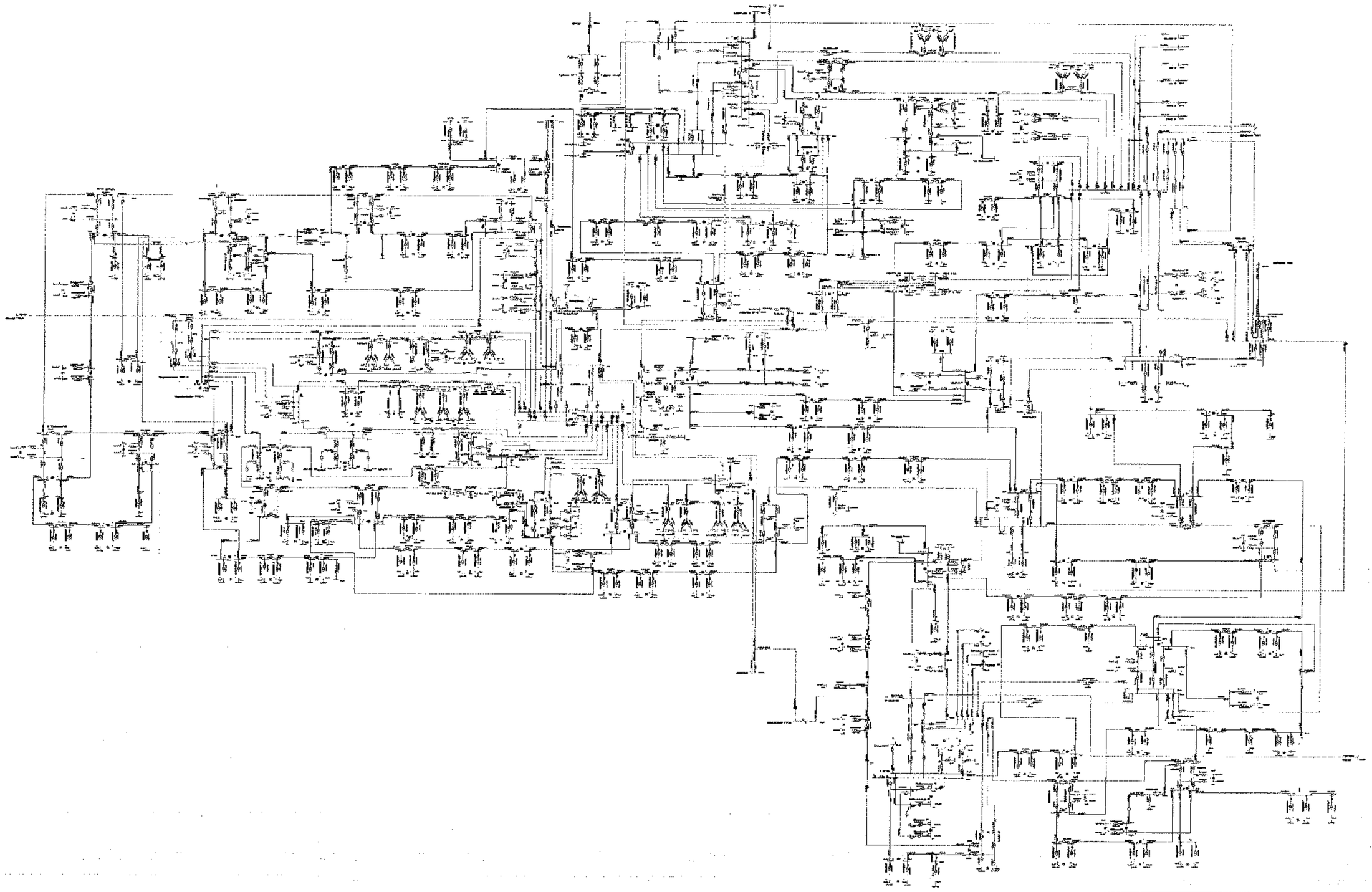
							1906-СЛР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на четырехлетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	9	
Н. контр.									
ГИП						Наименование схемы: Летняя максимальная нагрузка 2022 года	УГР Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждал									

Схема 10



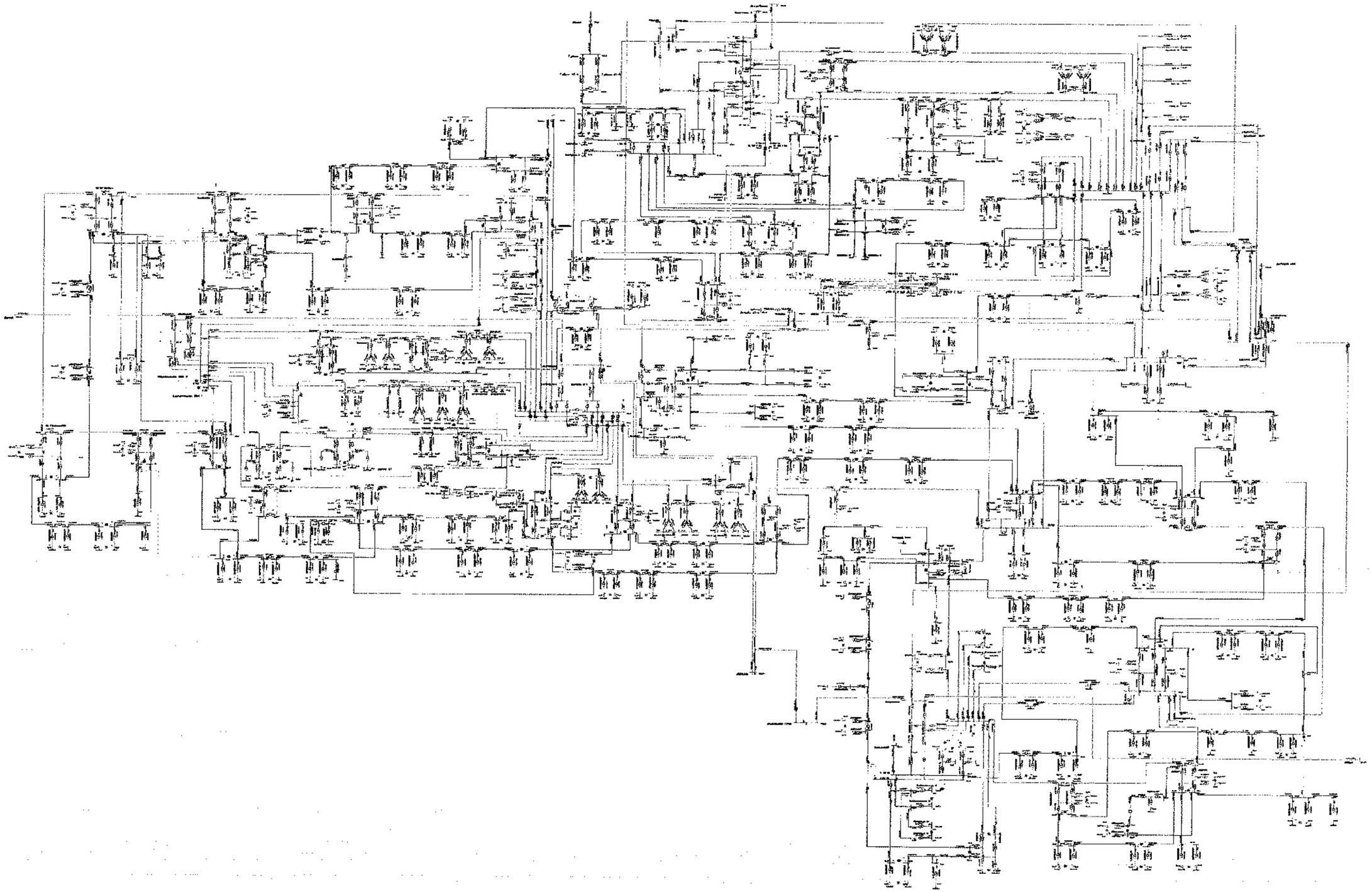
							2100-СИП		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема программы развития электроэнергетики Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Д	10	
Гл. инженер									
ГИП						Нормативно-правовые акты, регулирующие мероприятия 2022 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждаемая часть									

Схема 11



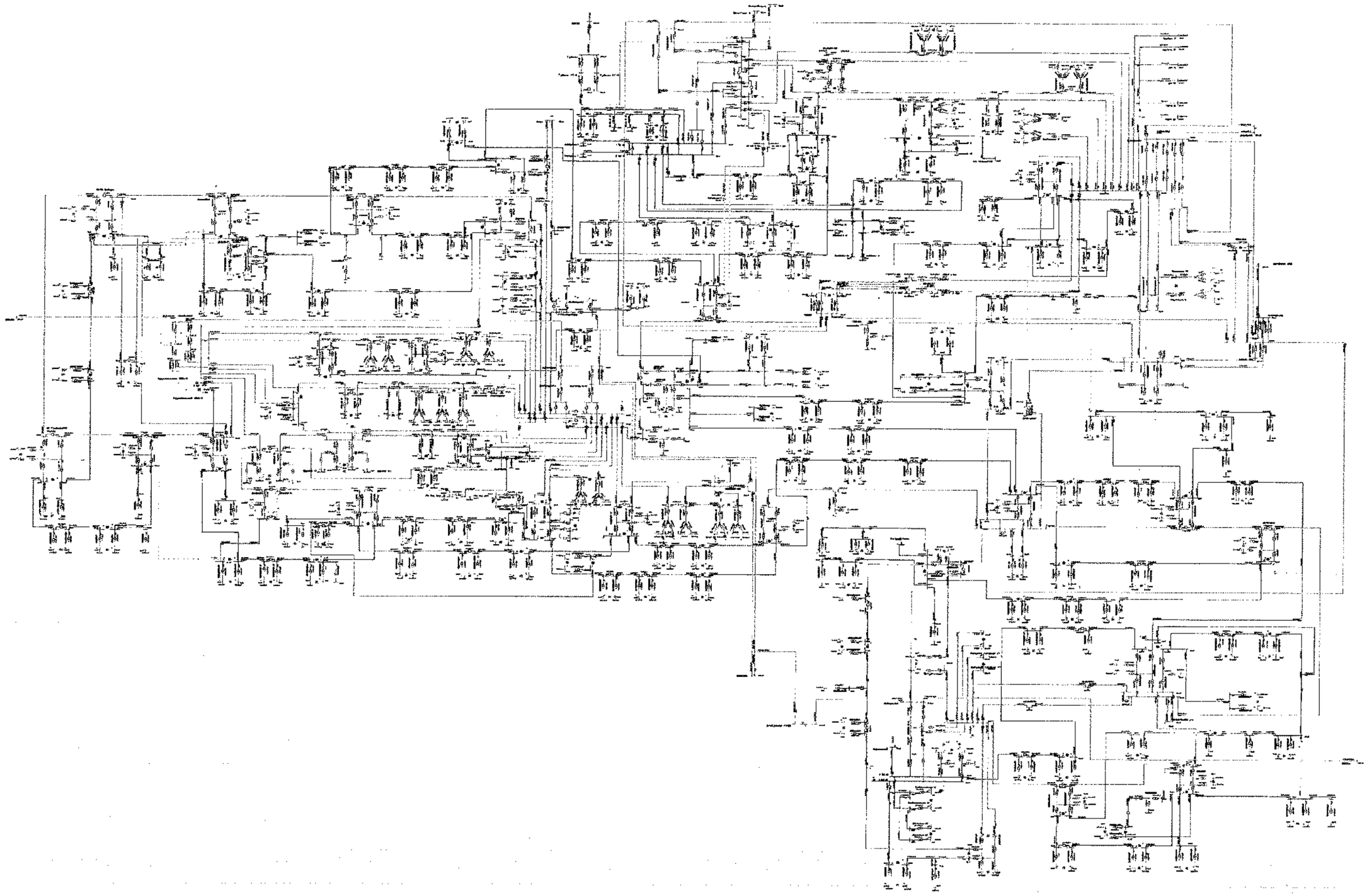
							ЭТЕОН-СИТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	11	
Н. контр.									
ГИП						Нормативная база: Земельно-кадастровые паспорты	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждаю									

Схема 12



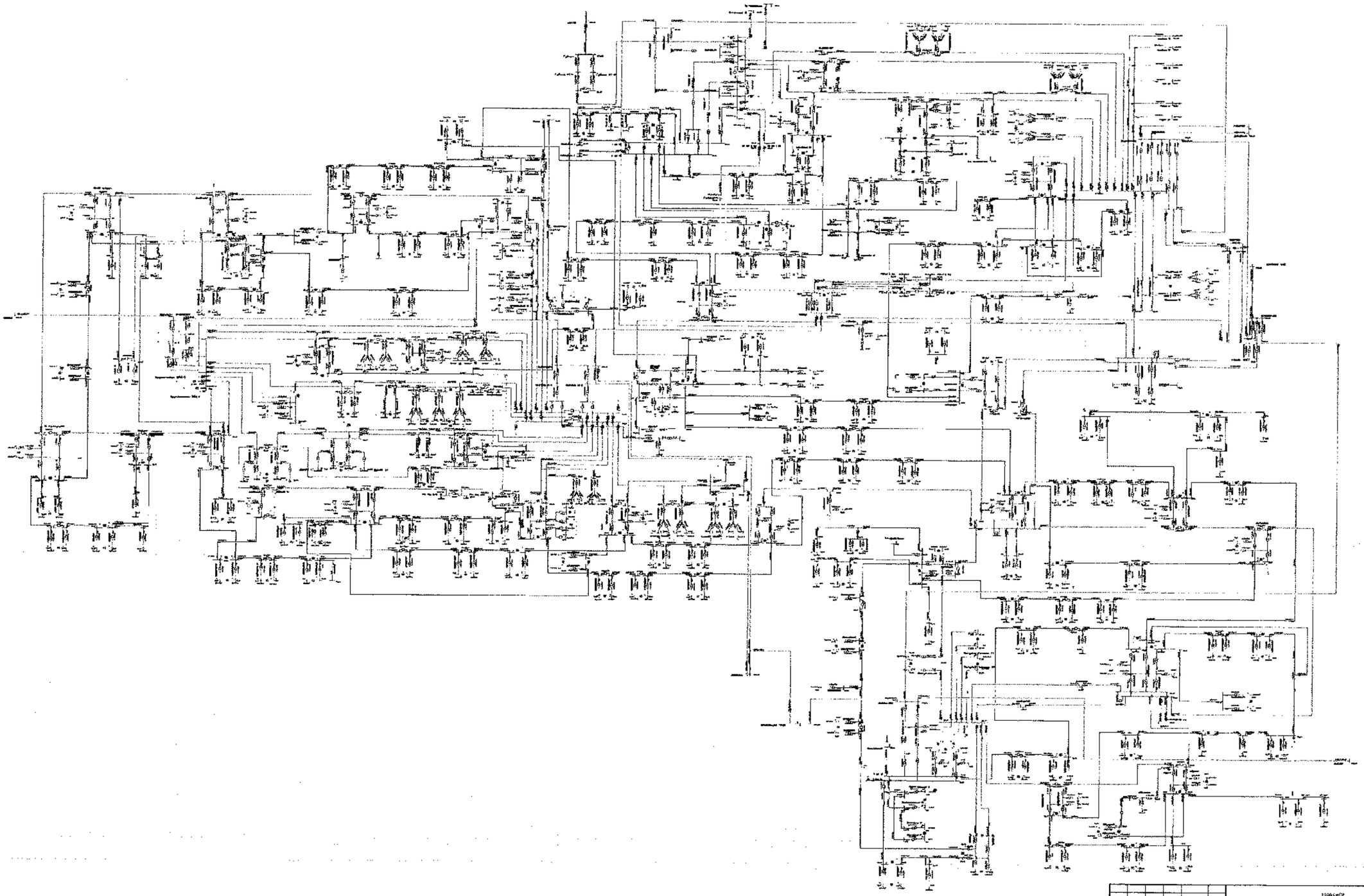
							3150-ЭлПР		
							Волгоградская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		Схема и программа развития электроэнергетики Волгоградской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал								П	12	
Проверил							Федеральная сетевая компания единой энергетической системы 2023 года	ИТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Н. контр.										
ГИП										
Утверждил										

Схема 13



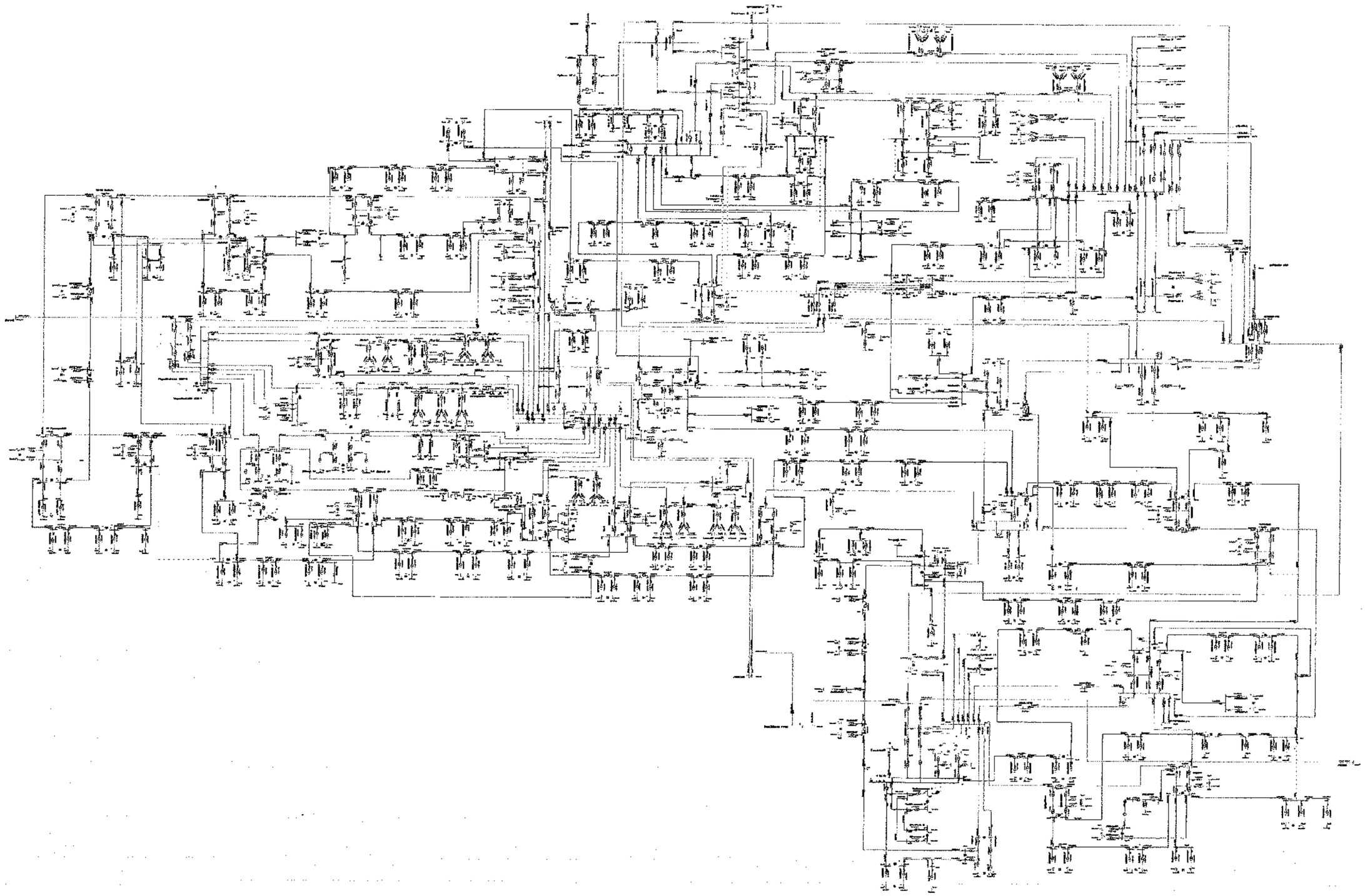
						3150-СПЗР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и ПОЖБ опоры ВЛ 0,4 кВ от электроподстанции Белгородской области на земельном участке, 2023-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р	12	
Н. контр.									
ГИП						Нормативная глубина промерзания грунтов для 2024 года	УПР Филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 14



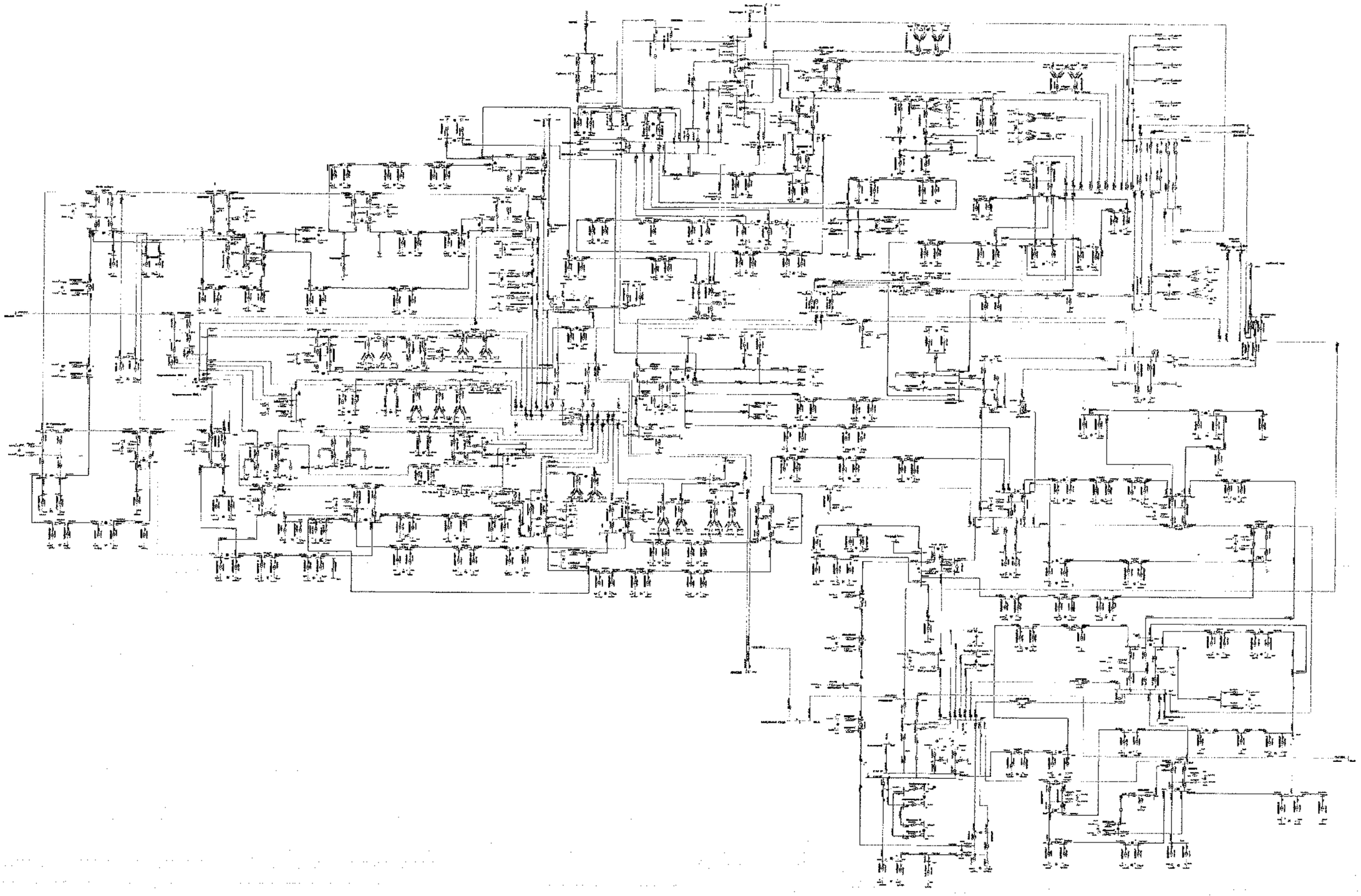
							3100-СНПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	14	
Н. контр.									
ГИП									
Утвердил						Нормативная схема. Дефицит мощности на конец 2025 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 15



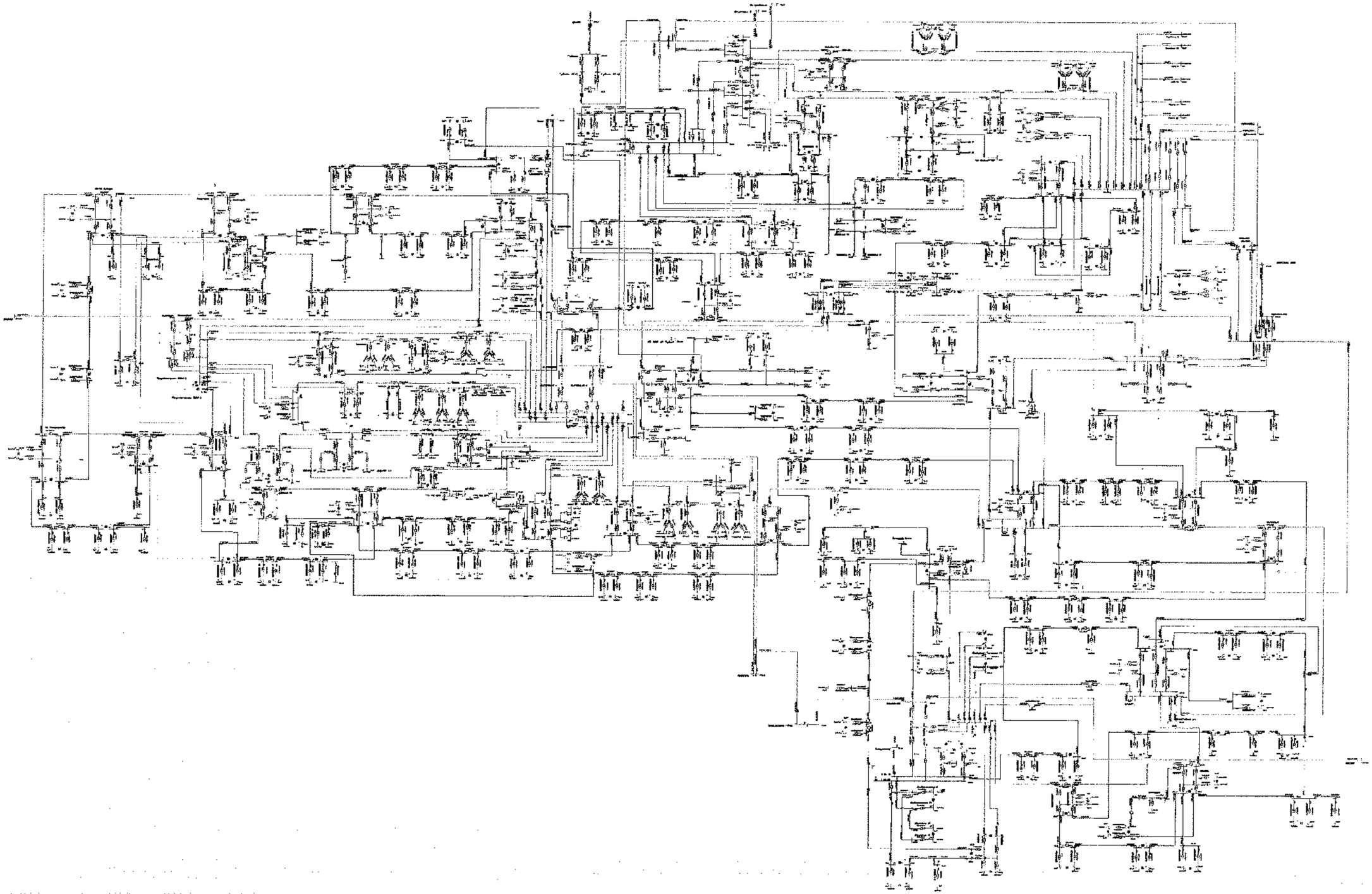
							УЗОР-СПб		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема к программе развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р	15	
Н. контр.									
ГИП						Мероприятия схемы Здание Центрального аппарата 2021-2025	АТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 16



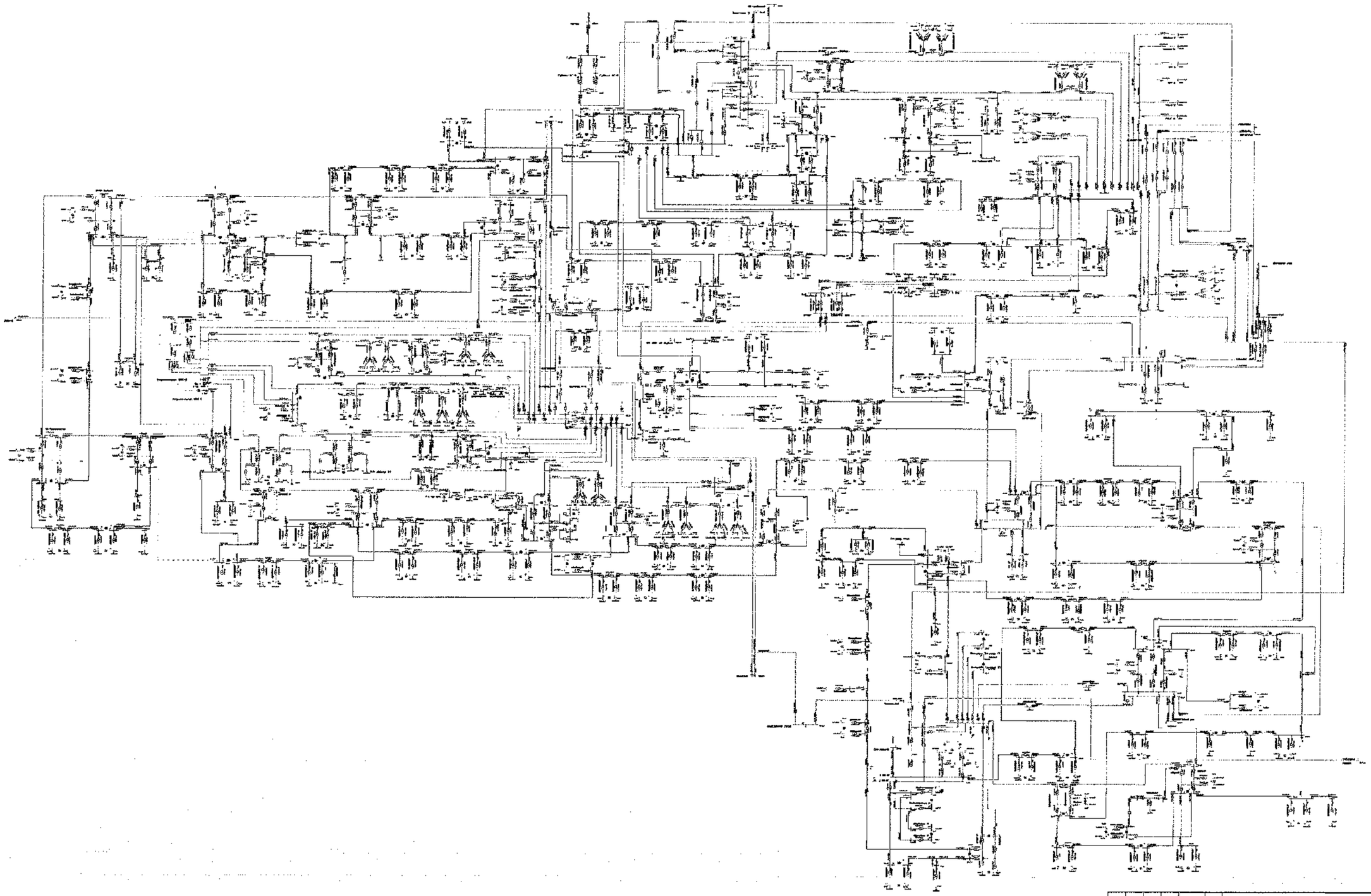
							3130-ЭЧТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разраб.						Схемы организации питания электроприемников Белгородской области на зимний период 2024 - 2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р	16	
Н. контр.									
ГИП						Наименование схемы: Схема электроснабжения	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 17



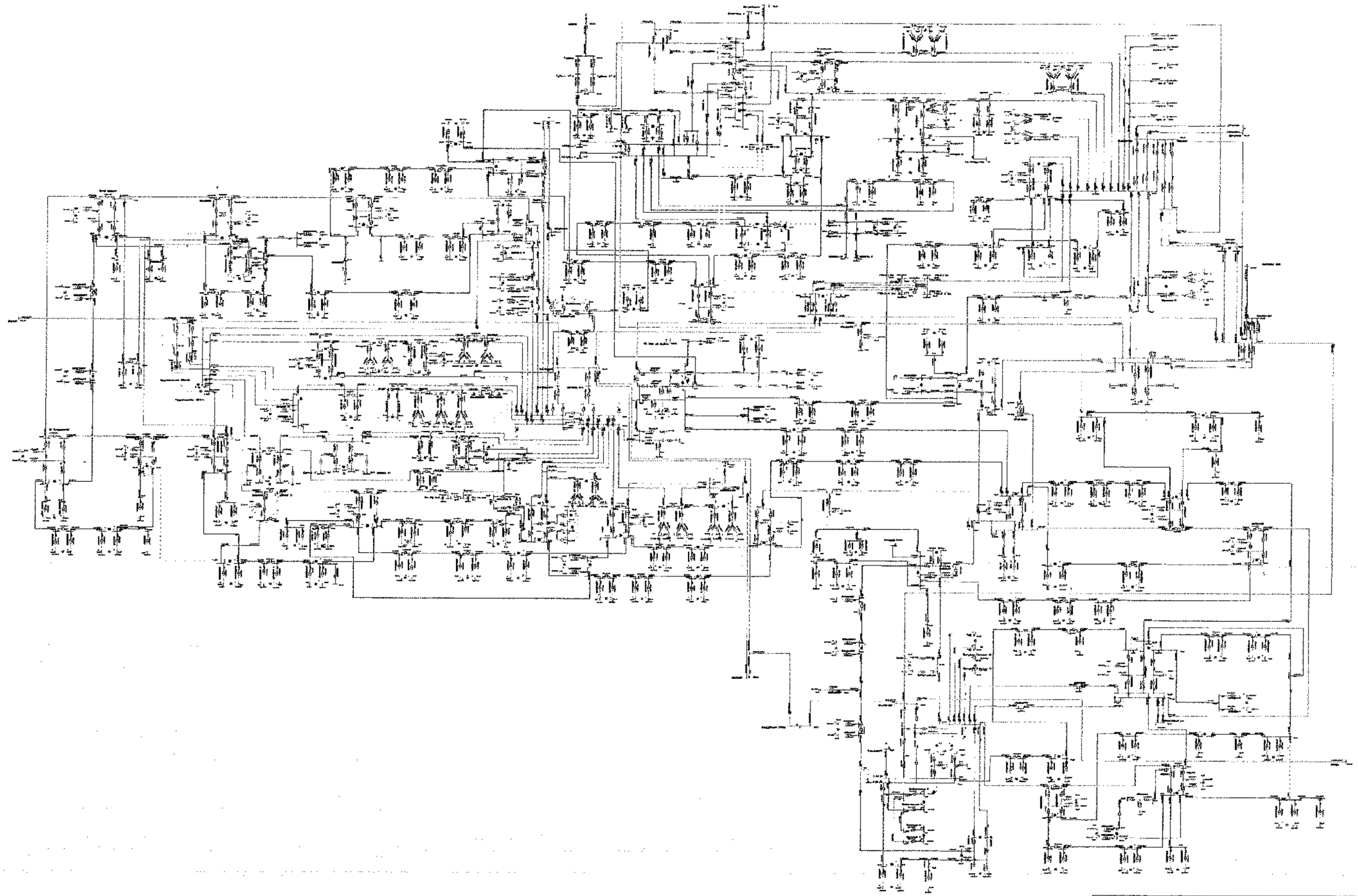
							3106-С-ПЗ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема – программа развития электроэнергетики Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	17	
Н. контр.						Мероприятия Схемы. Внутри муниципальных районов 2023 год	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Утверждал									

Схема 18



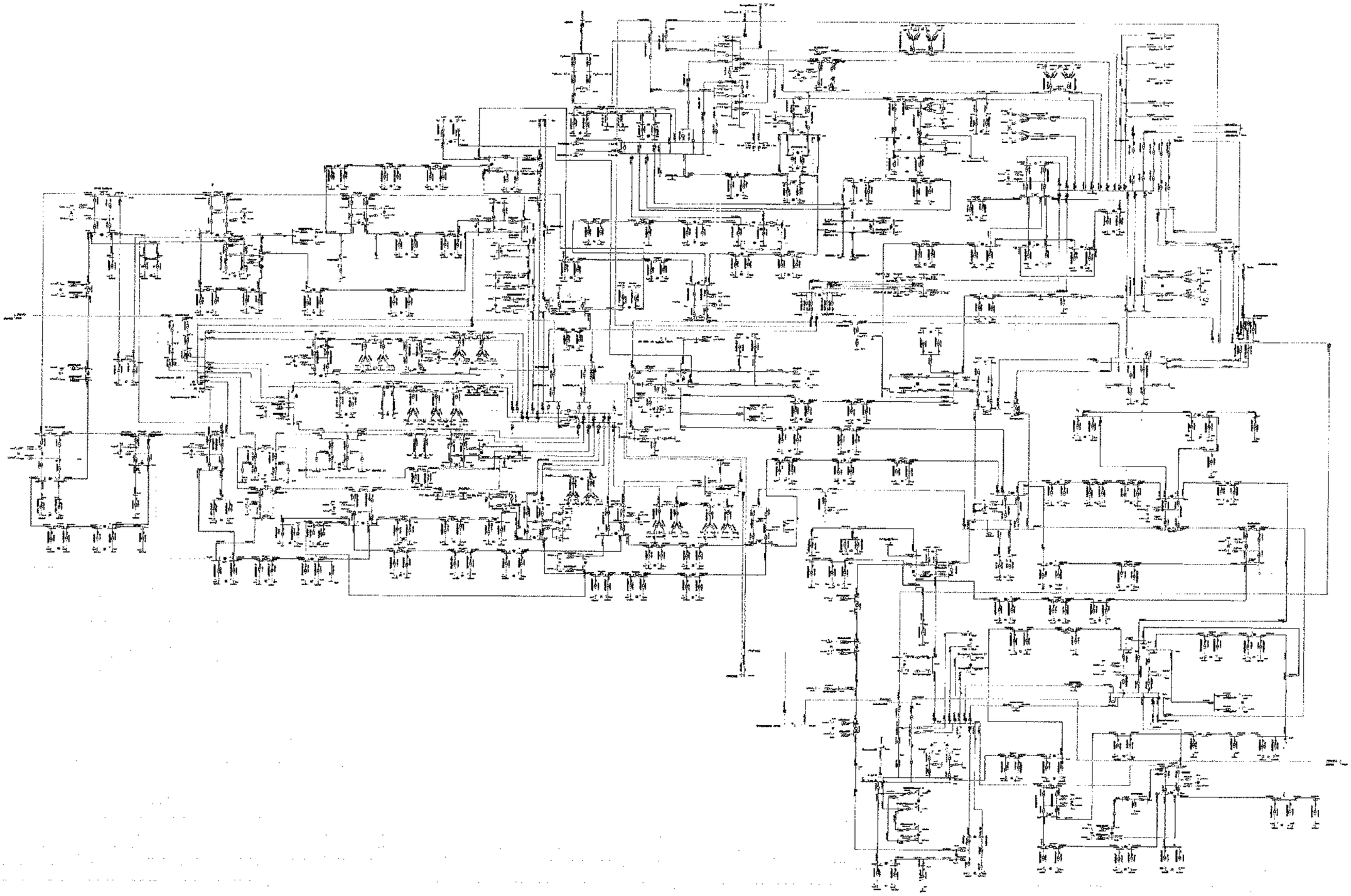
							3200-С-СП		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема с изображением результата электроснабжения Белгородской области на расчетный период 2011-2015 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	18	
Н. контр.									
ГИП						Наименование объекта: Развитие муниципальных образований 2008 года	УКР филиала ОАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель п.									

Схема 19



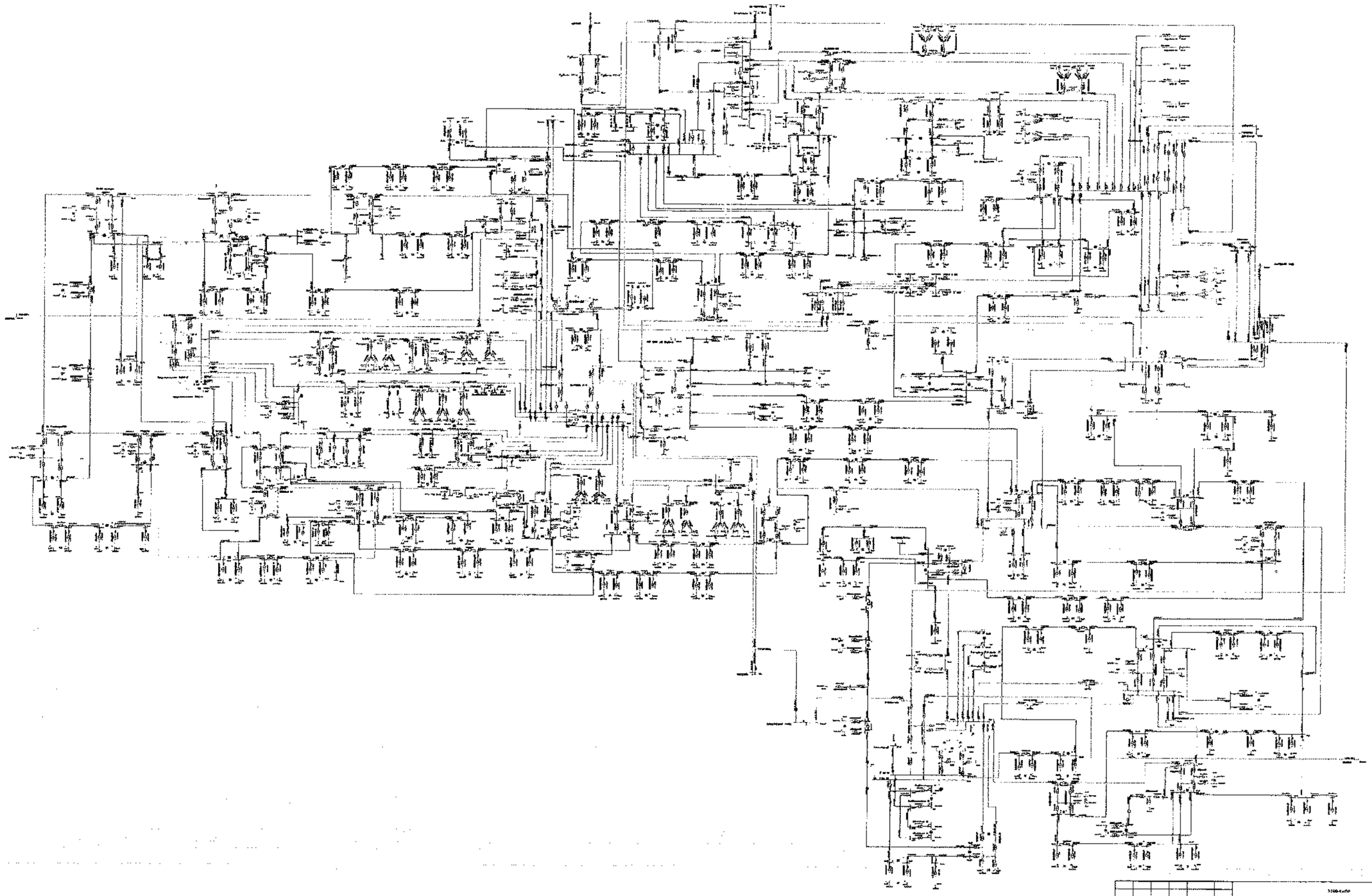
							3100-СЭ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схемы территориальных распределительных электросетей Белгородской области на перспективный период 2023-2028 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	19	
Н. контр.									
ГИП						Корректировка схемы территориальных электросетей 2024 года	ООО «ЛИНЕКС ПКО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 20



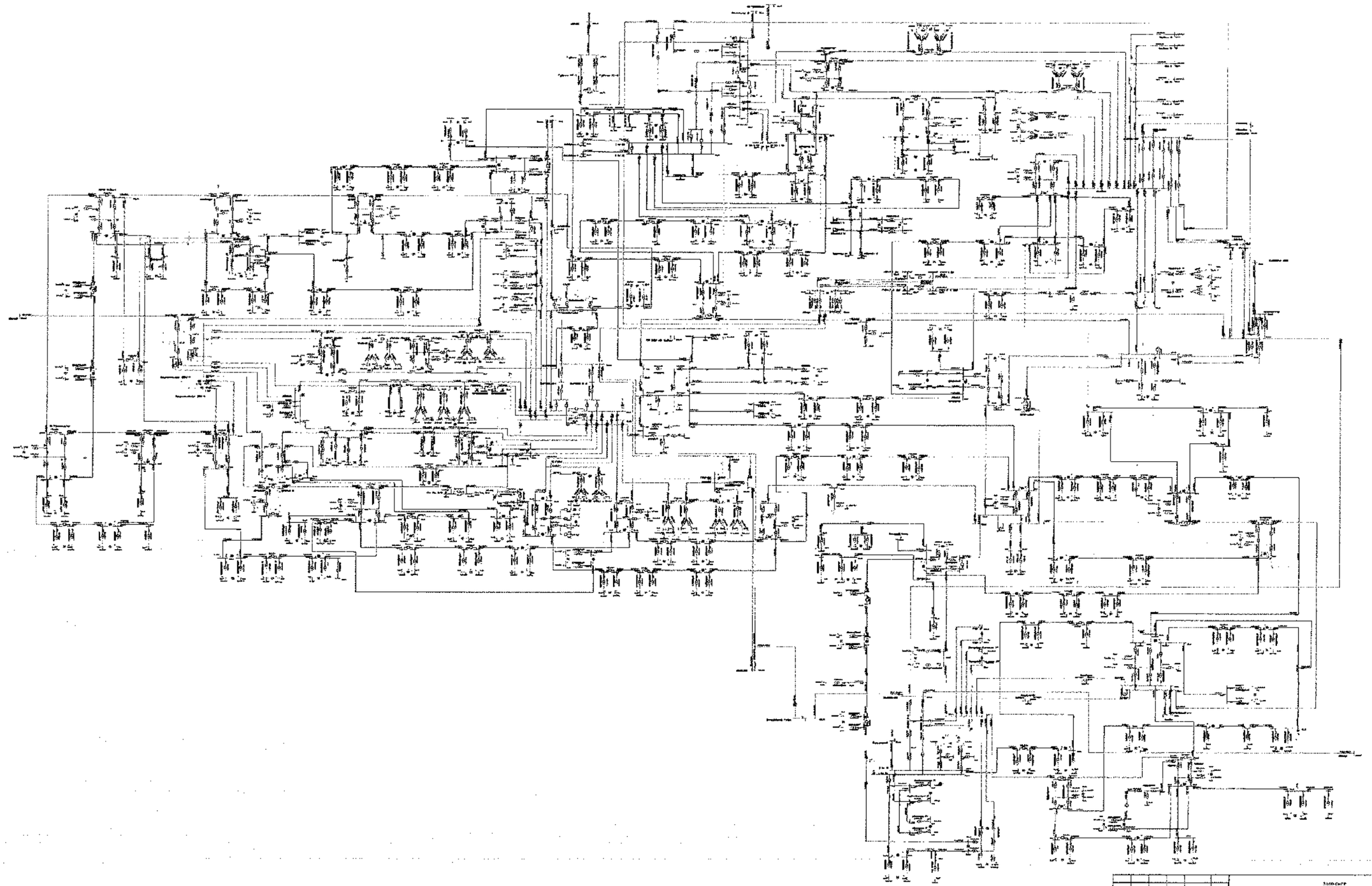
							ЭЛЕКТРА		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на расчетный период 2015-2020 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							И	20	
Н. контр.									
ГИП									
Руководитель						Приложение схемы. Данные нормативных нагрузок 2024 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 21



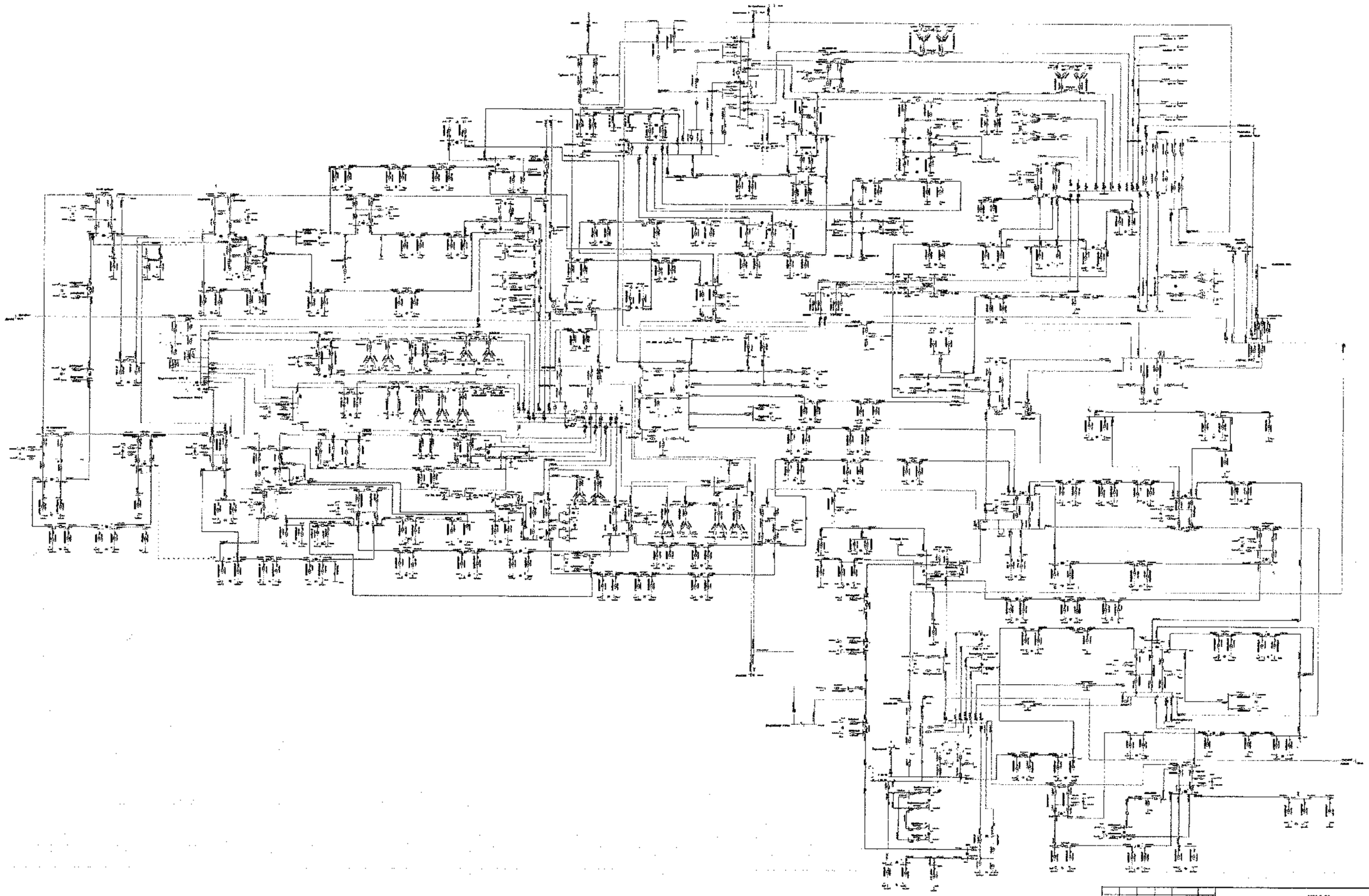
							3100-ЭПО		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и планируемые размеры электрических сетей Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р	21	
Н. контр.									
ГИП						Наименование схемы: Полное наименование документа 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждаю									

Схема 22



Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата	3.100-СНТР			
Разработал						Белгородская область			
Проверил						Схема планировочная возможных электроснабжения Белгородской области на перспективный период 2023-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Н. контр.							Р	22	
Утв.						Перечень мероприятий «Комплексное развитие сетей 2025 года»	УТП филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородские РЭС»		
Руководитель									

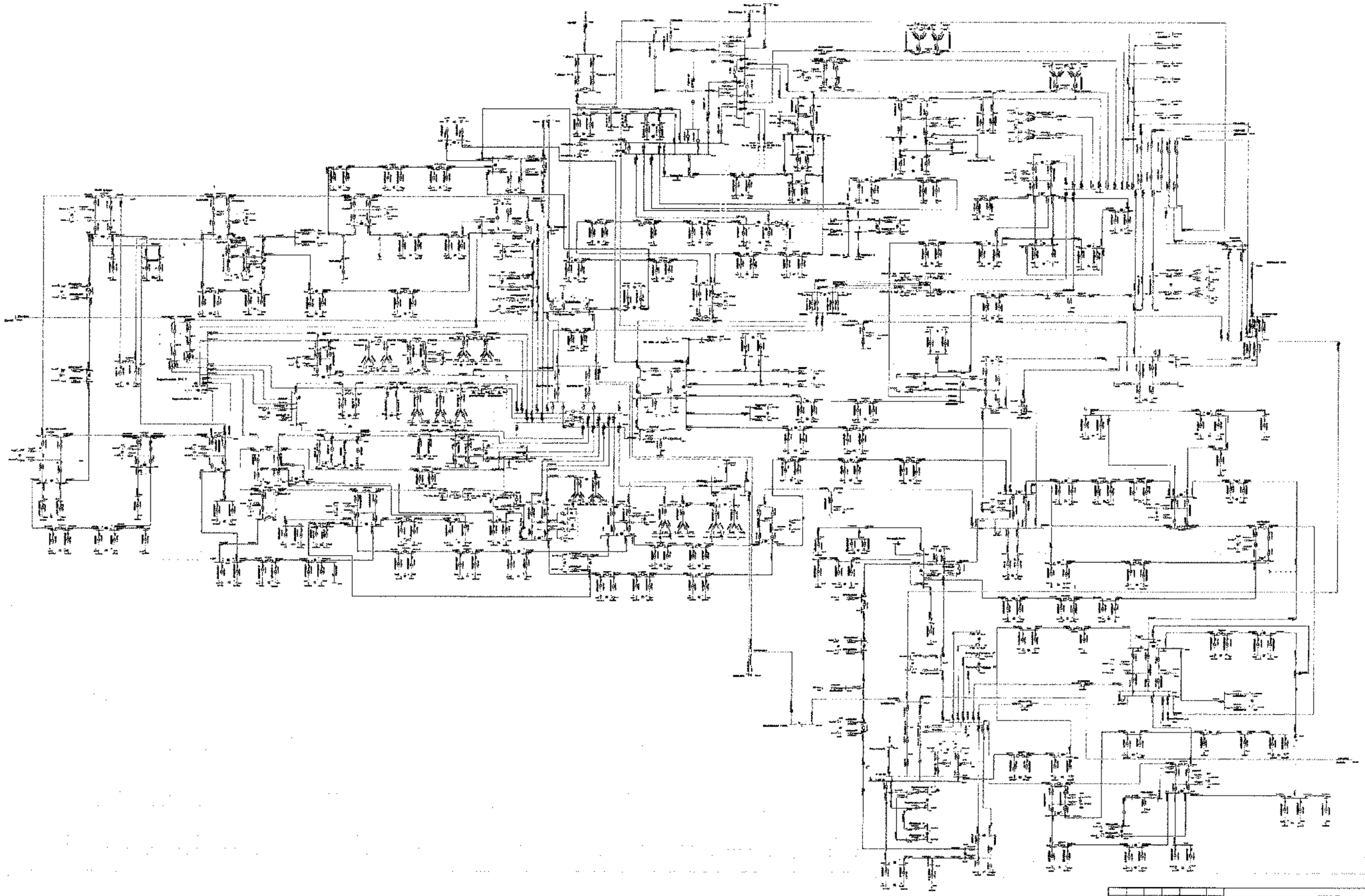
Схема 23



							3300-С-ПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал									
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Утвердил									

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на расчетный период 2011-2015 годы	Стадия	Лист	Листов
	П	23	
Нормальная схема. Дорожка. Линия. Линия. Оборудование 220кВ	УГР ФИЛИАЛ ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

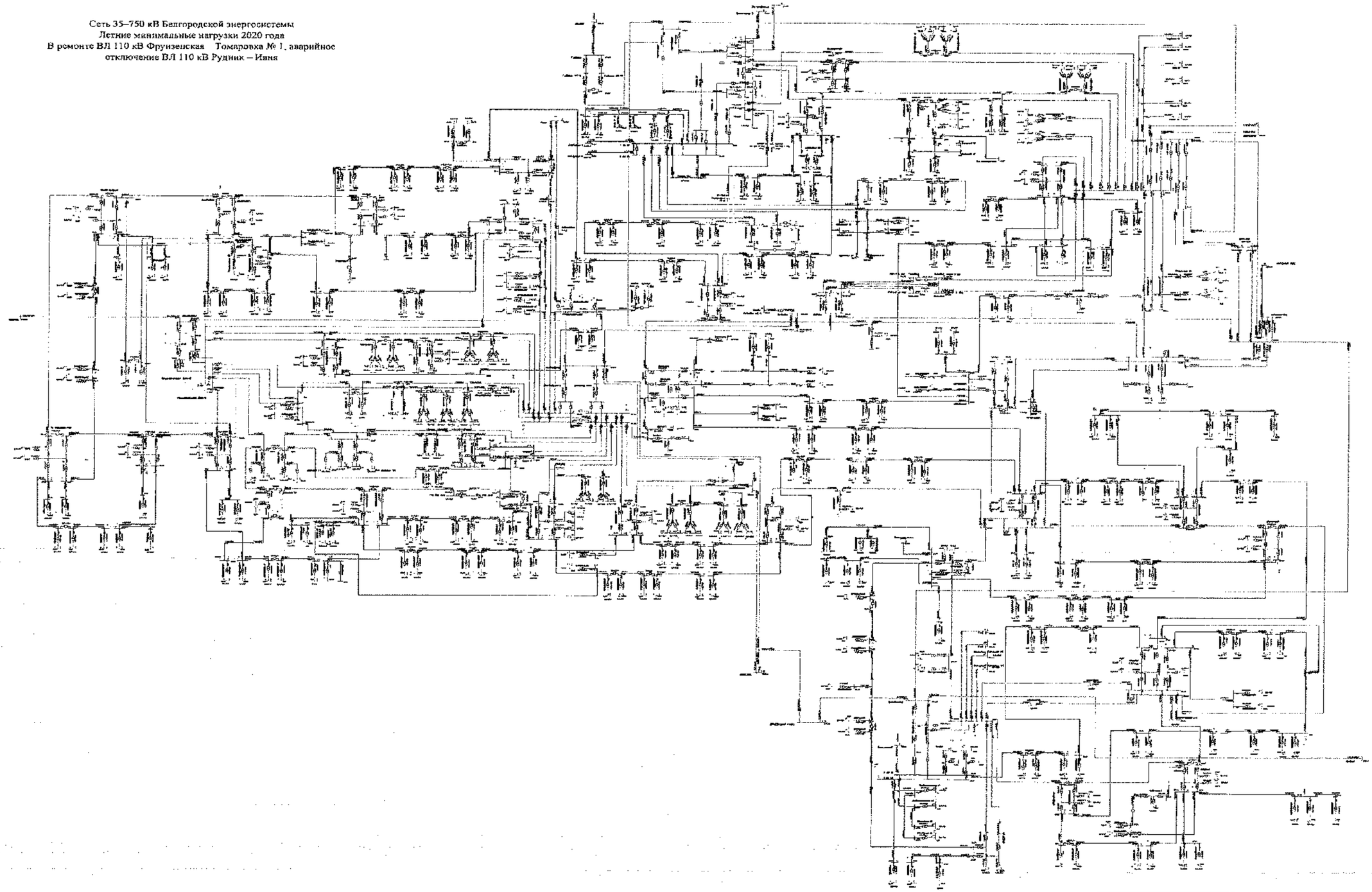
Схема 24



							УТВЕРЖДЕНО		
							Внутренние сети		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	24	
Н. контр.									
ГИП						Принципиальная схема. Внутренние электрические сети напряжения 10кВ сети	УТВ ФИЛИАЛ РМЭС - МРЕК ЦЕНТРА «ЭНЕРГОРЕСУРСЫ»		
Руководитель									

Схема 25

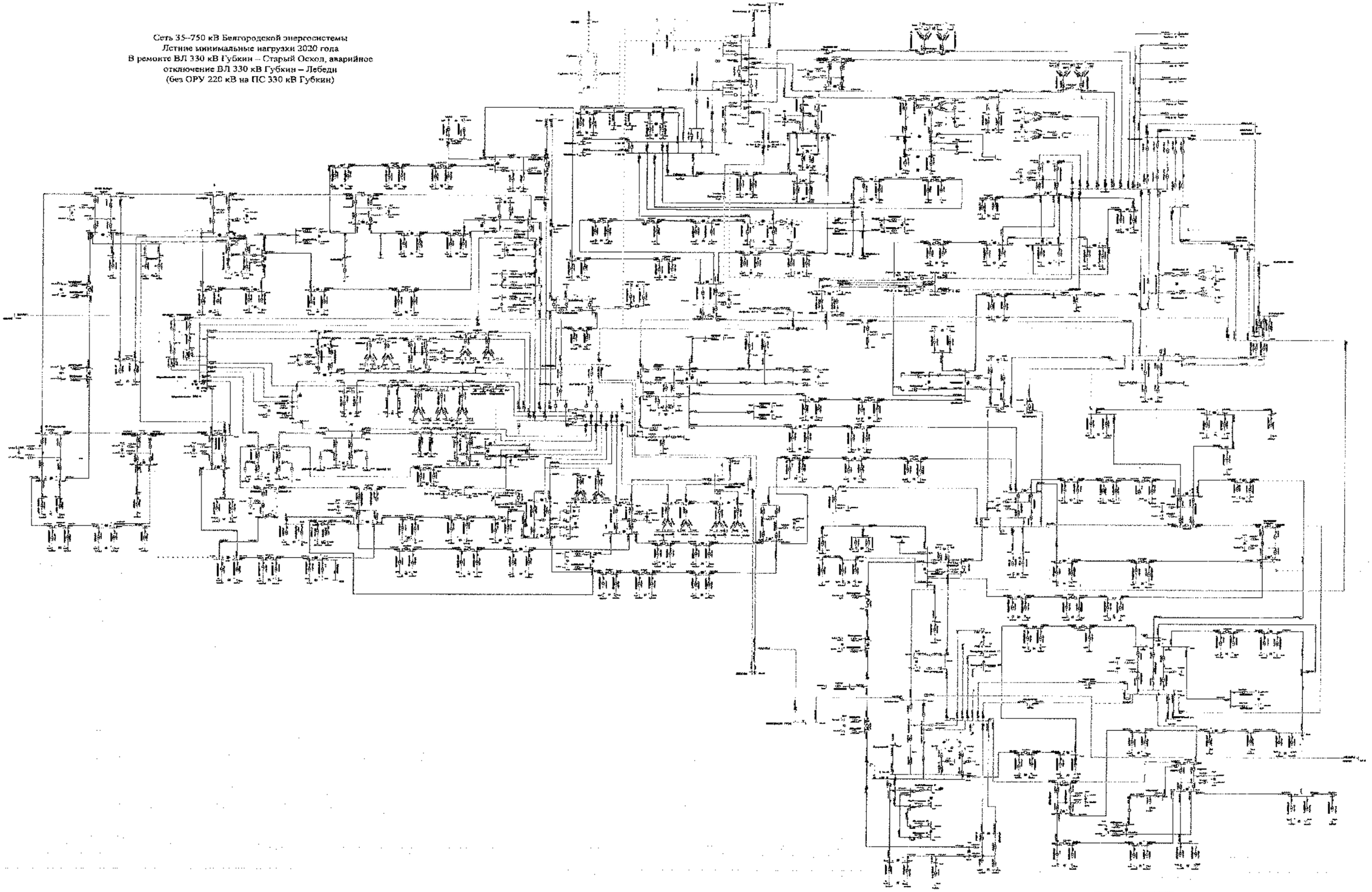
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							3100-СКПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Схема развития электроэнергетики Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							Р		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Утверждил									
						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние минимальные нагрузки 2020 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 26

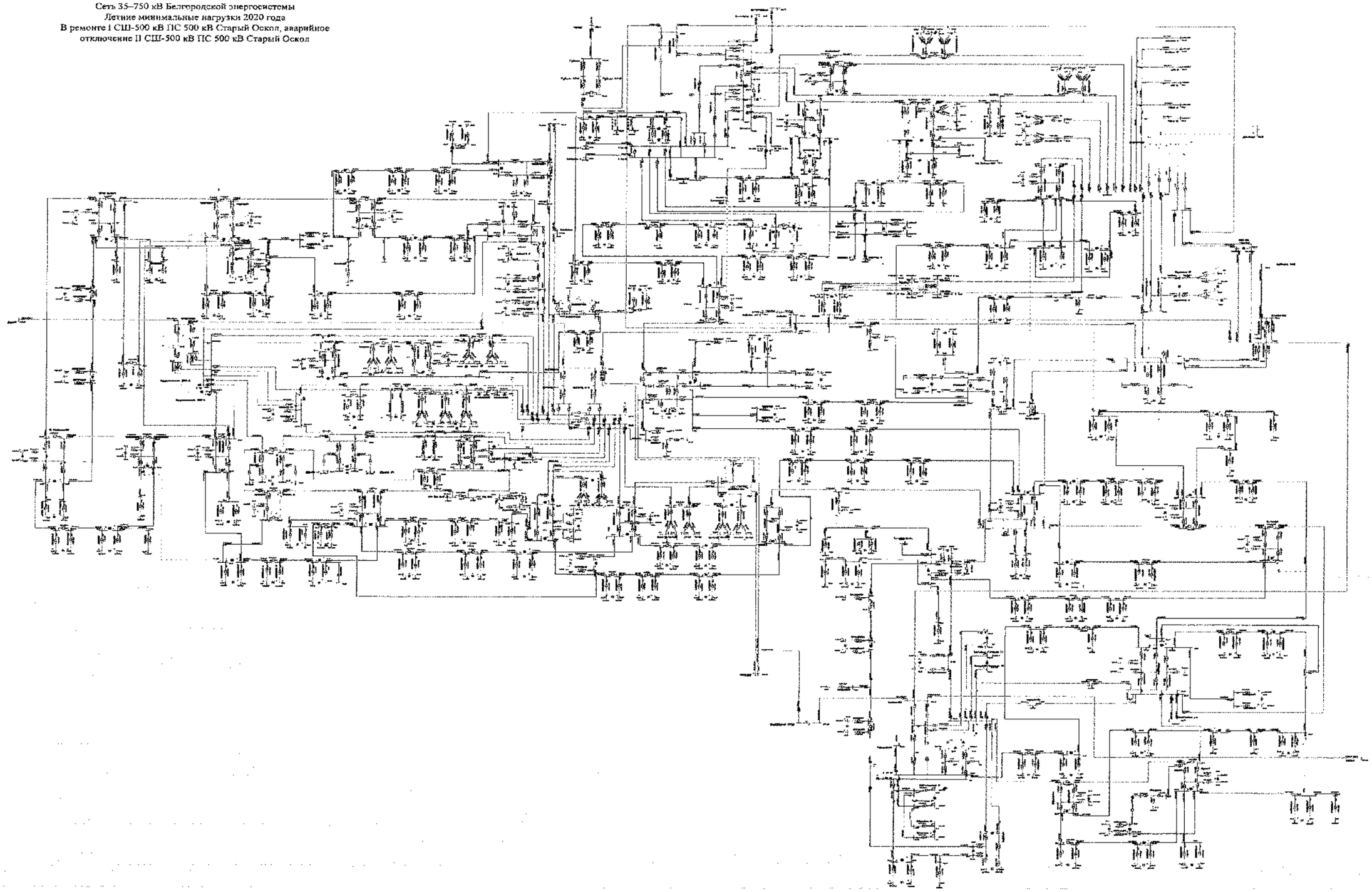
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							3100 ОИТ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П	26	
Проверил									
Гл. инж. проекта									
ГИП									
Руководитель									
						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Летние минимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 27

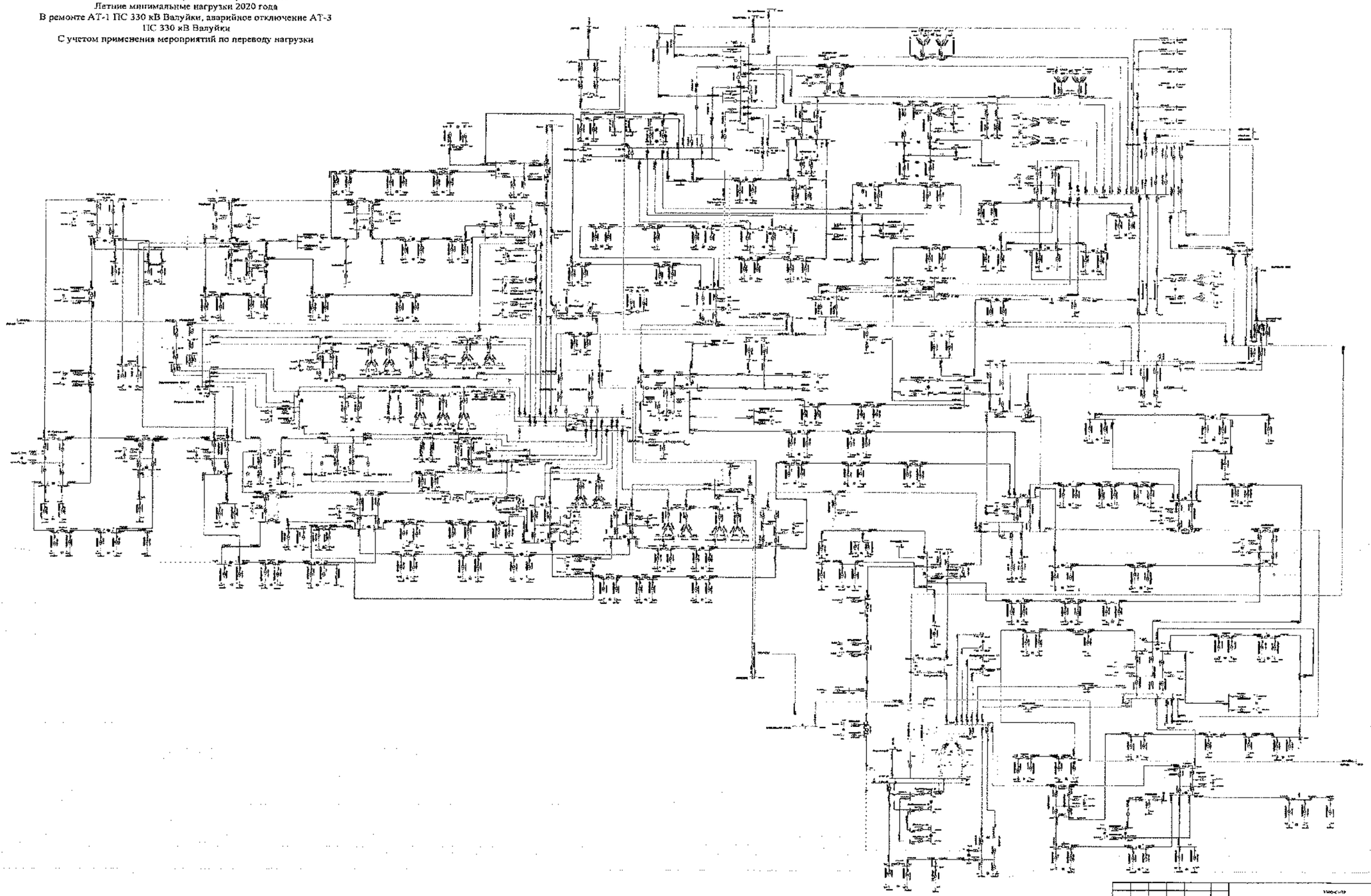
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							3100-СМТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработчик							Схема развития и технического перевооружения электрических сетей Белгородской области на летний период 2012-2016 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								П		
Н. контр.							В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ОАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»	
ГИП									
Главный инж.									

Схема 28

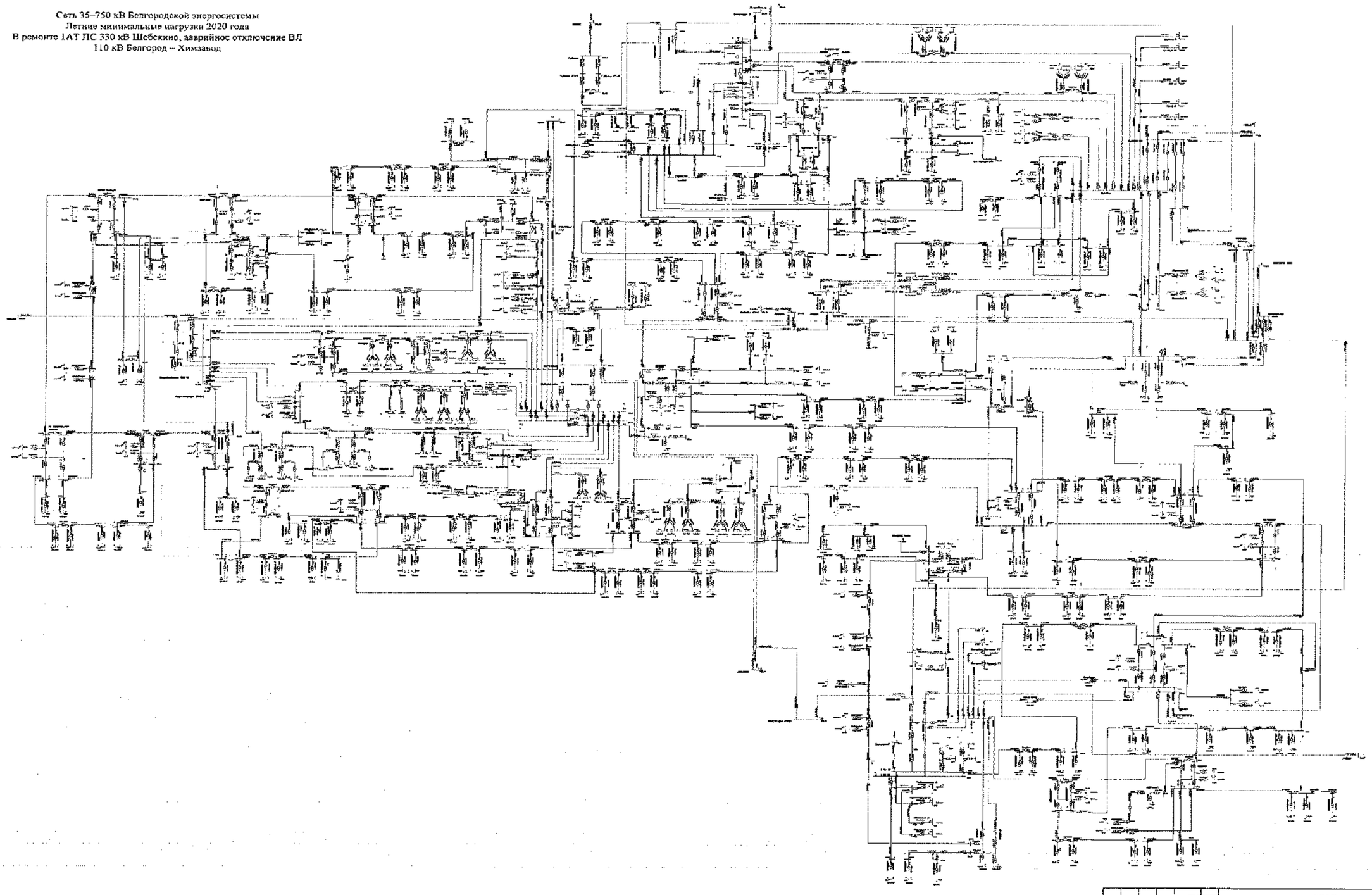
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



						УМЭС-СПР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период, 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние минимальные нагрузки 2020 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждаю									

Схема 29

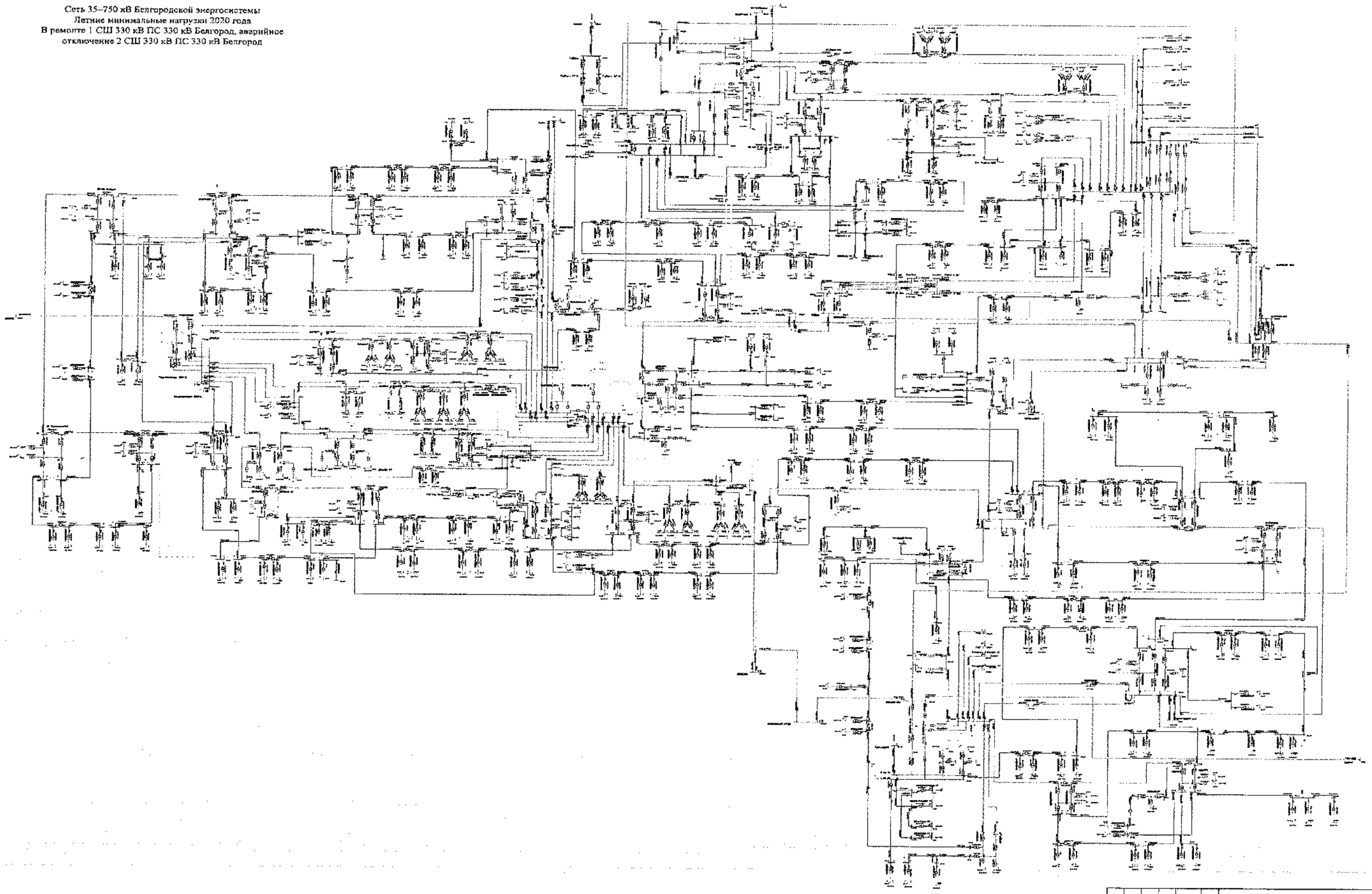
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



						3190-СМТР		
						Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и обоснование развития электроэнергетики Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП									
Утверждал									
						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Летние минимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 30

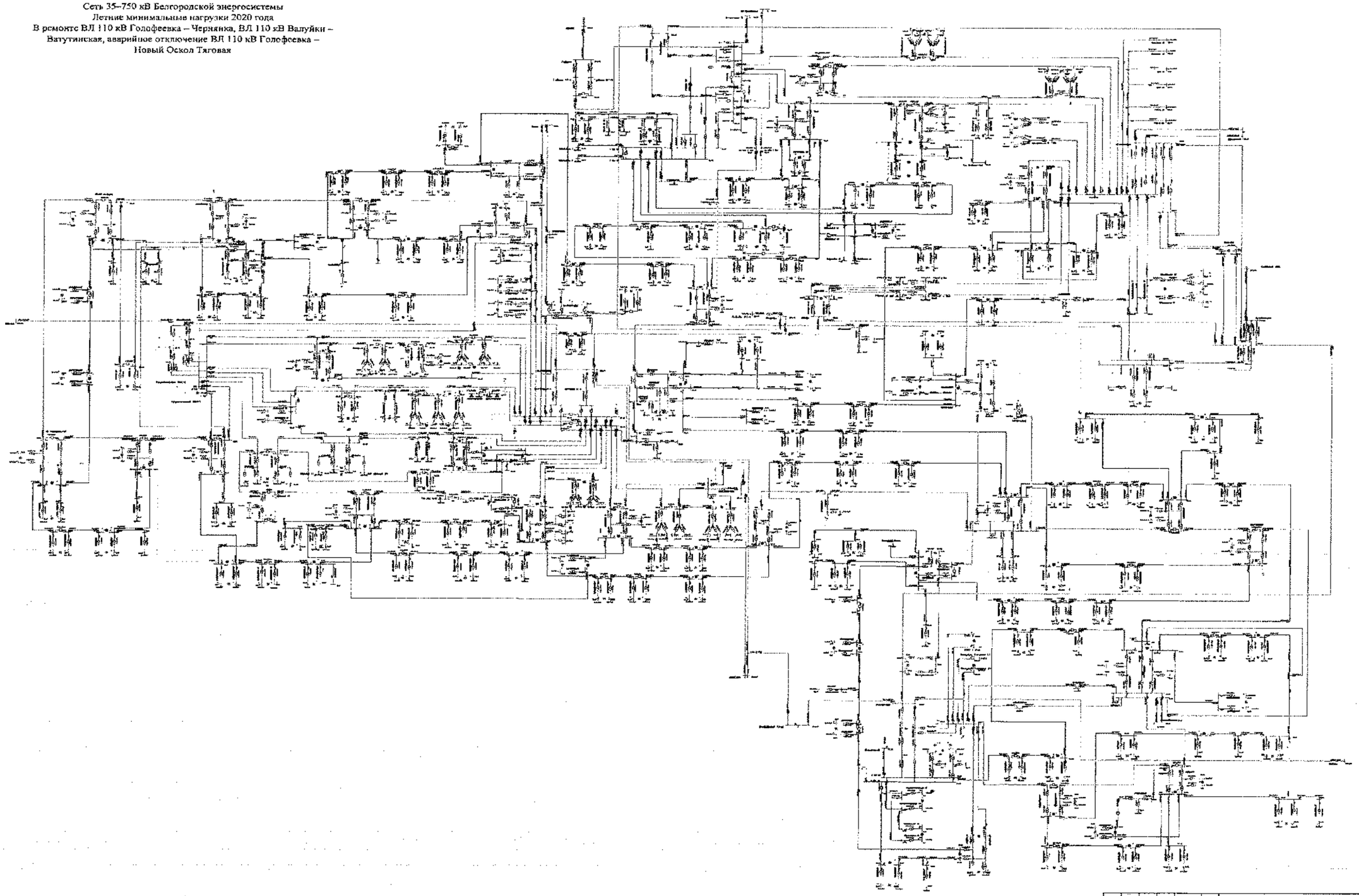
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



						3100 СнПР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние минимальные нагрузки 2020 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 31

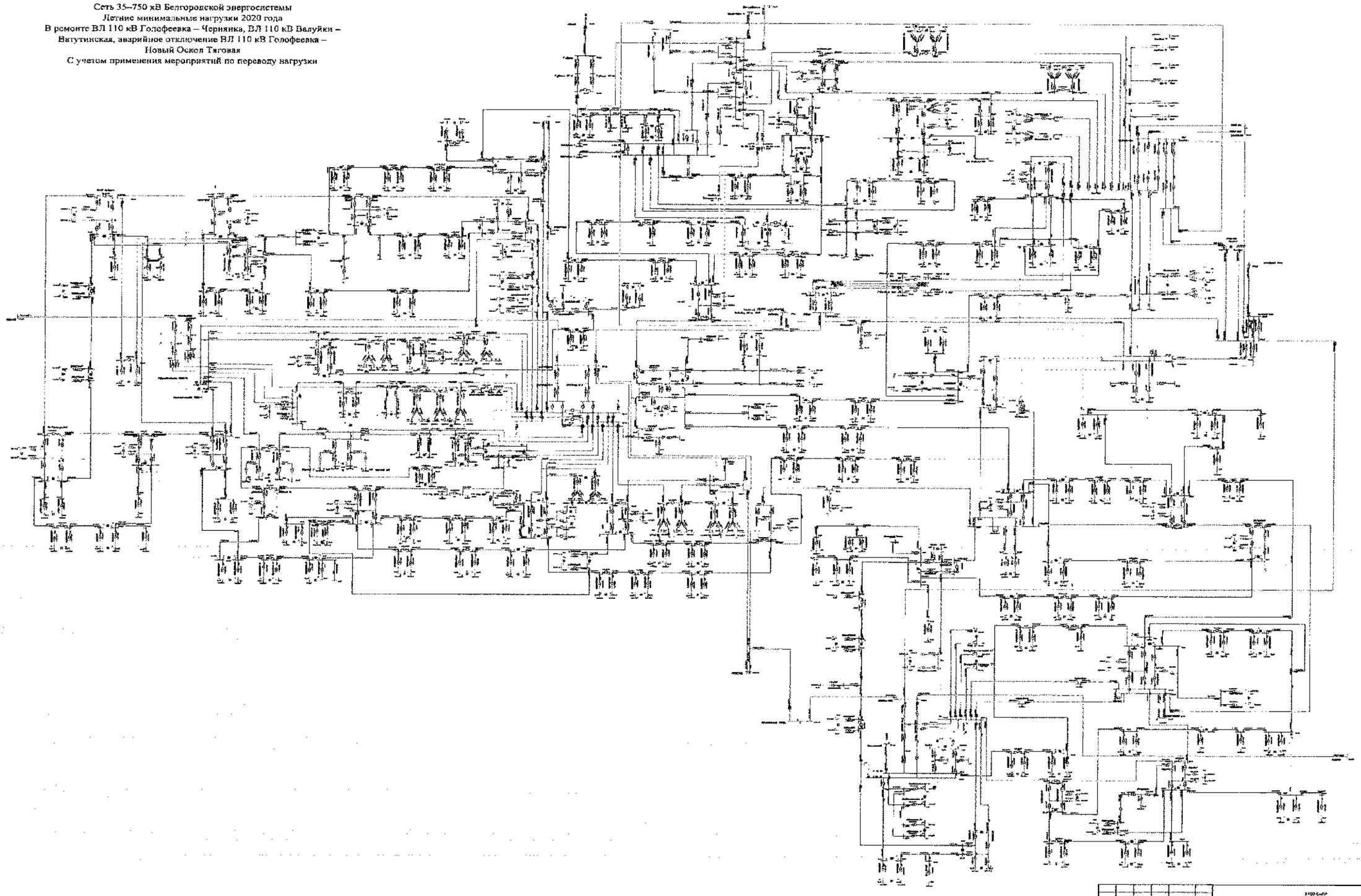
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая



						31-10-СмПР		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Белгородская область		
Разработал						Схема и прогнозные балансы электроэнергии Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Эксплуатация ВЛ 750 кВ Гагарин – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Энергетическая, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2020 года	УТН филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»	
Утверждил								

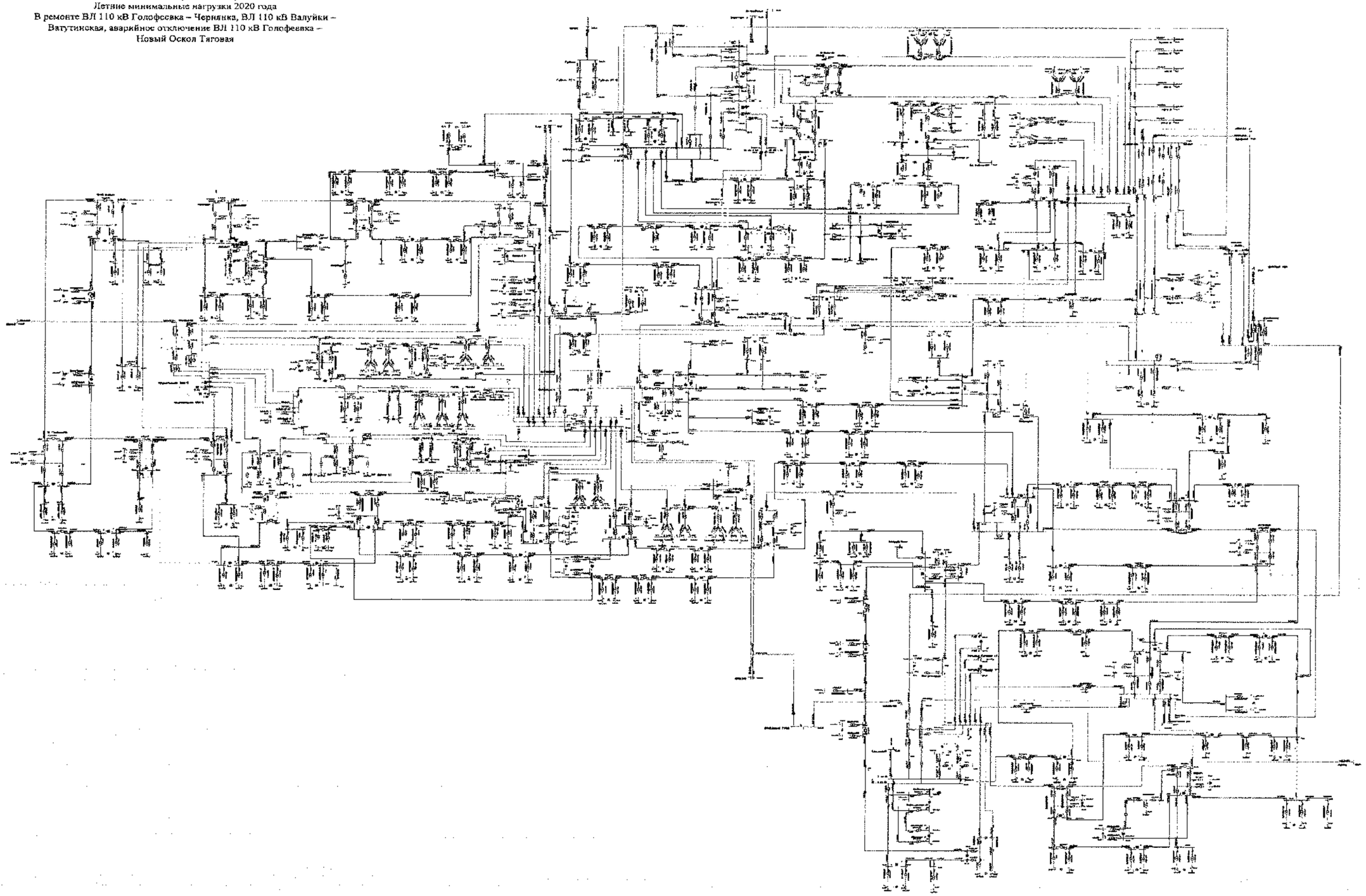
Схема 32

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

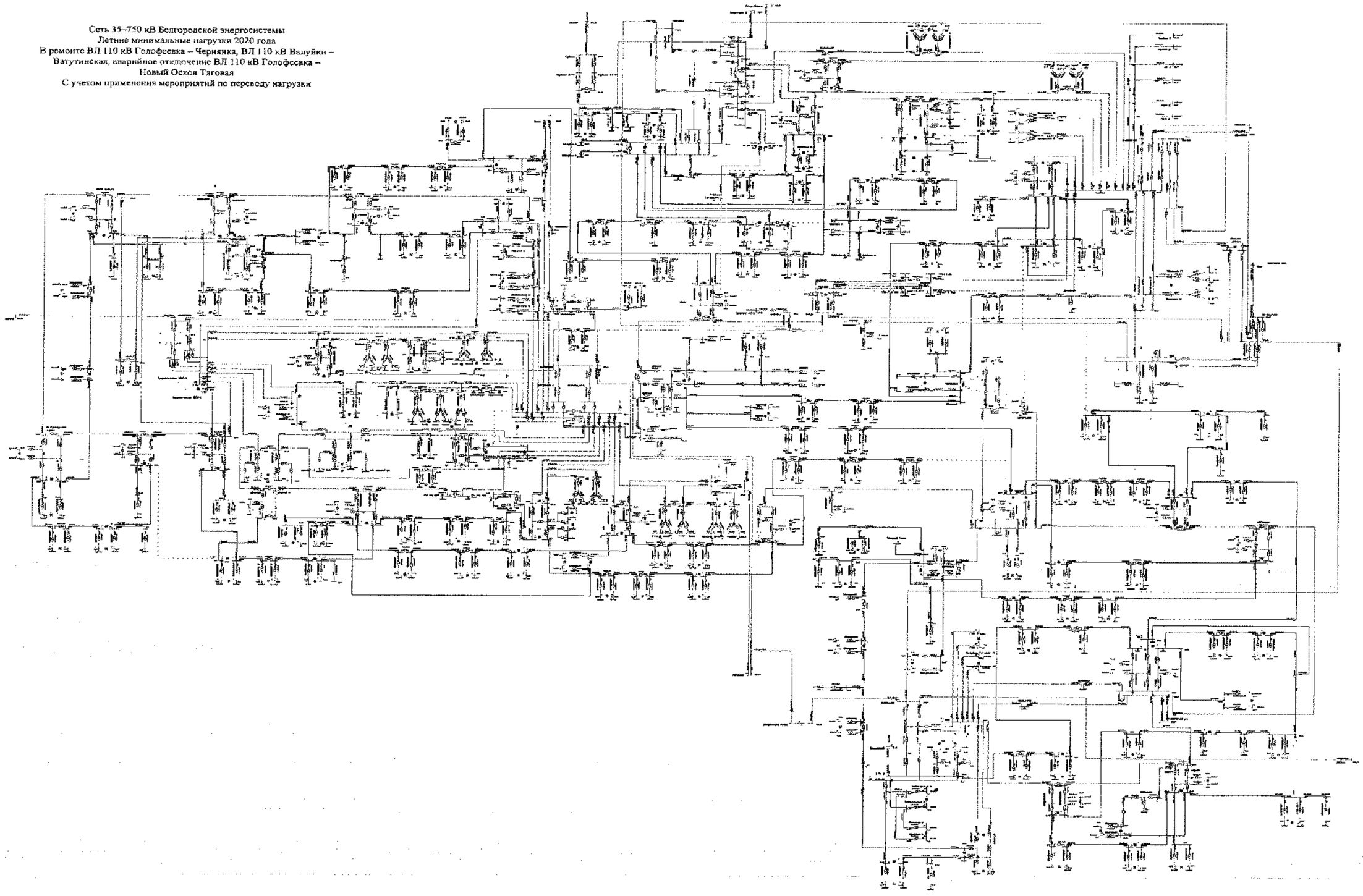
Схема 33



							9100 С-ИР	
							Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата			
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на перспективный период 2016-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Л		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2020 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 34

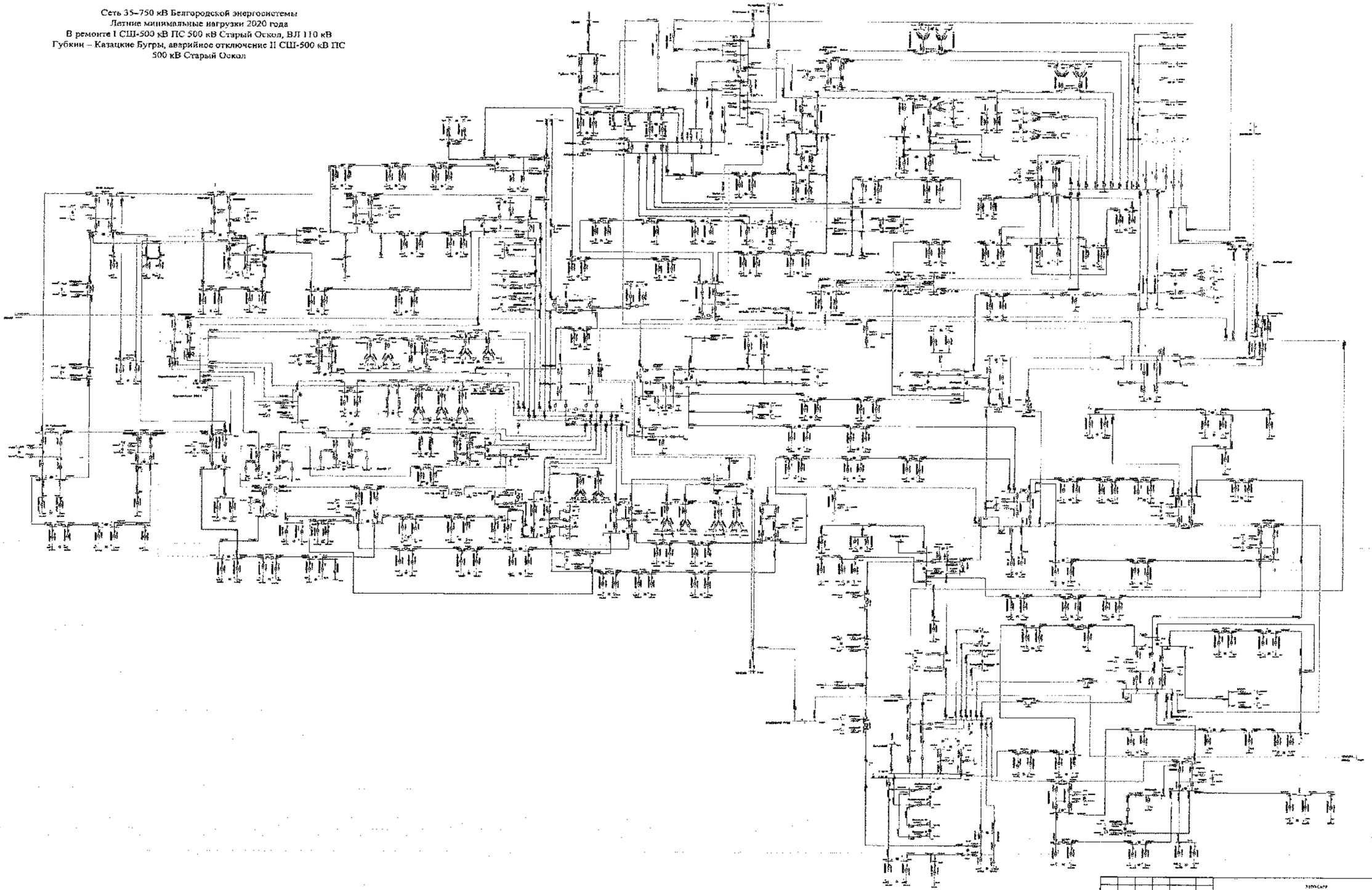
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							ЭТОО СЕФР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N°	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозный баланс электрических нагрузок Белгородской области на территории Ватутинской волости на 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							II		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2020 года	УКР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 35

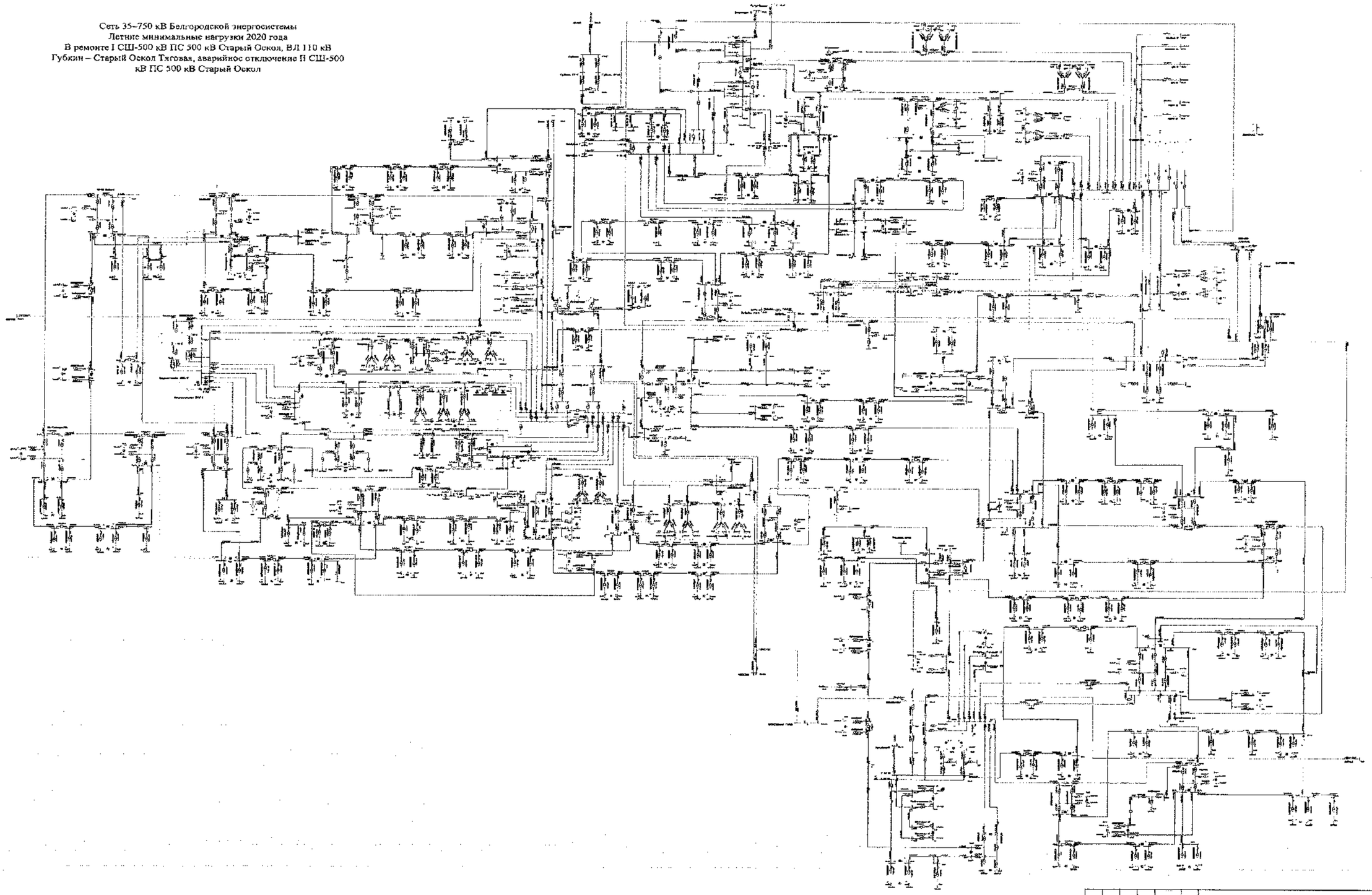
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



							ЗАО "СИГРЭ"		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N0	Подпись	Дата				
Разработал						Сводная и прогнозная документация электроэнергетики Белгородской области на отчетный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Летние минимальные нагрузки 2020 года	УГР Белгородского ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 36

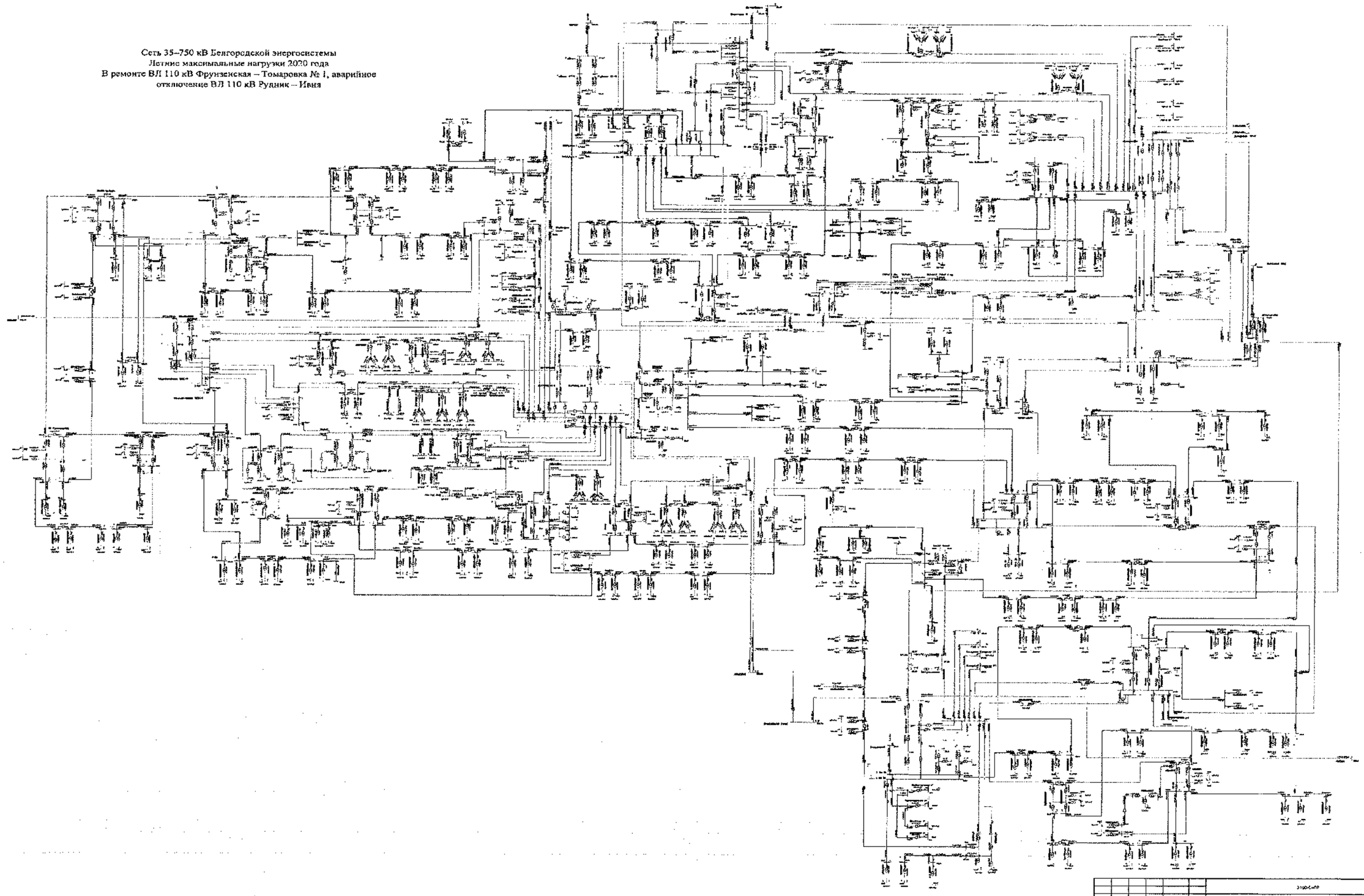
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500
кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						3100-СмТР		
						Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на расчетный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							И		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 37

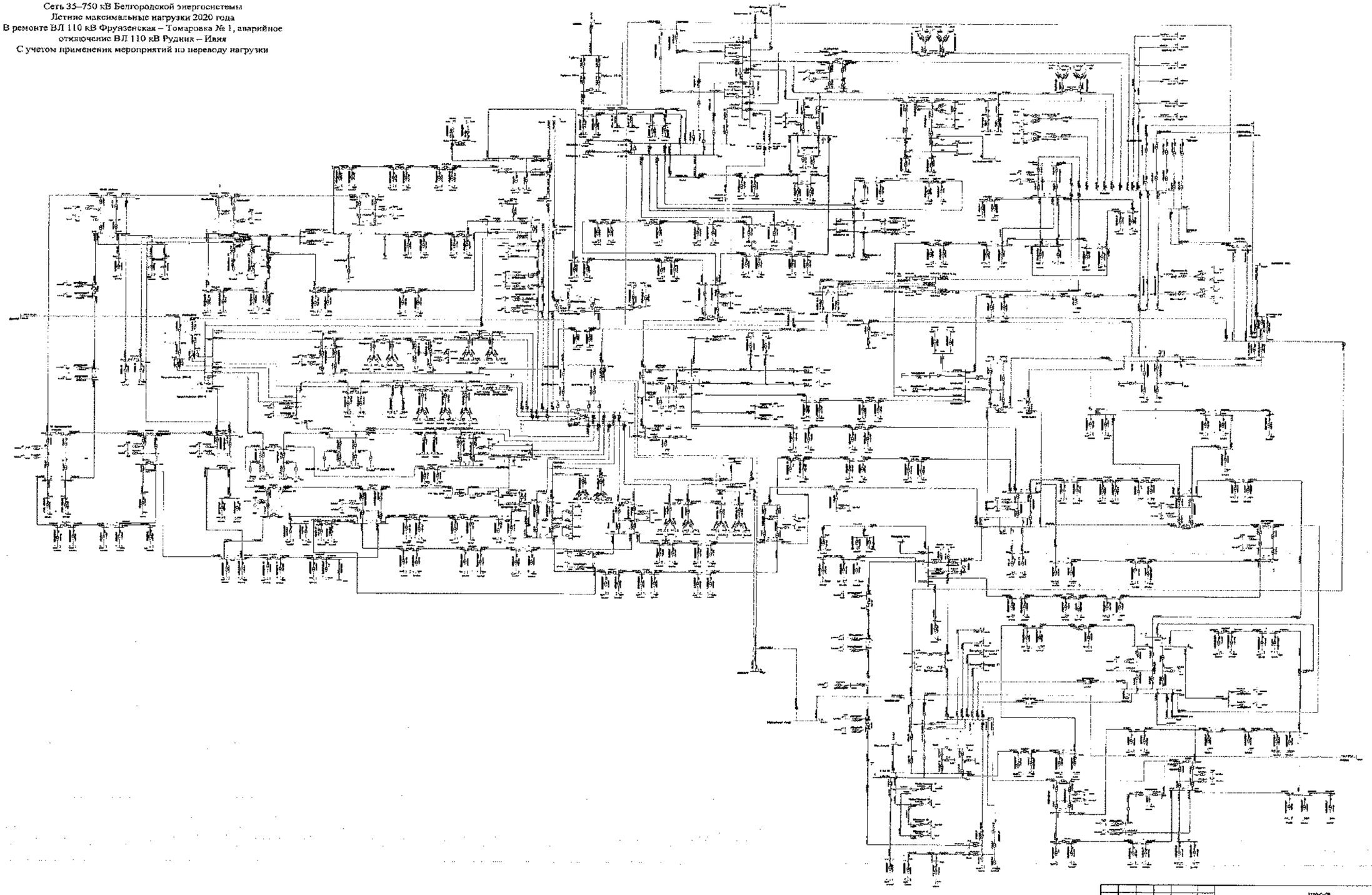
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							3100-СМР		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		Белгородская область		
Разработал						Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы		Стадия	Лист	Листов
Проверил								П		
Н. контр.										
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Рассмотрел									

Схема 38

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							ТОО «СибФ»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Сетевая и программная разработка электроэнергетики Белгородской области на среднесрочную перспективу 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 39

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедя
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

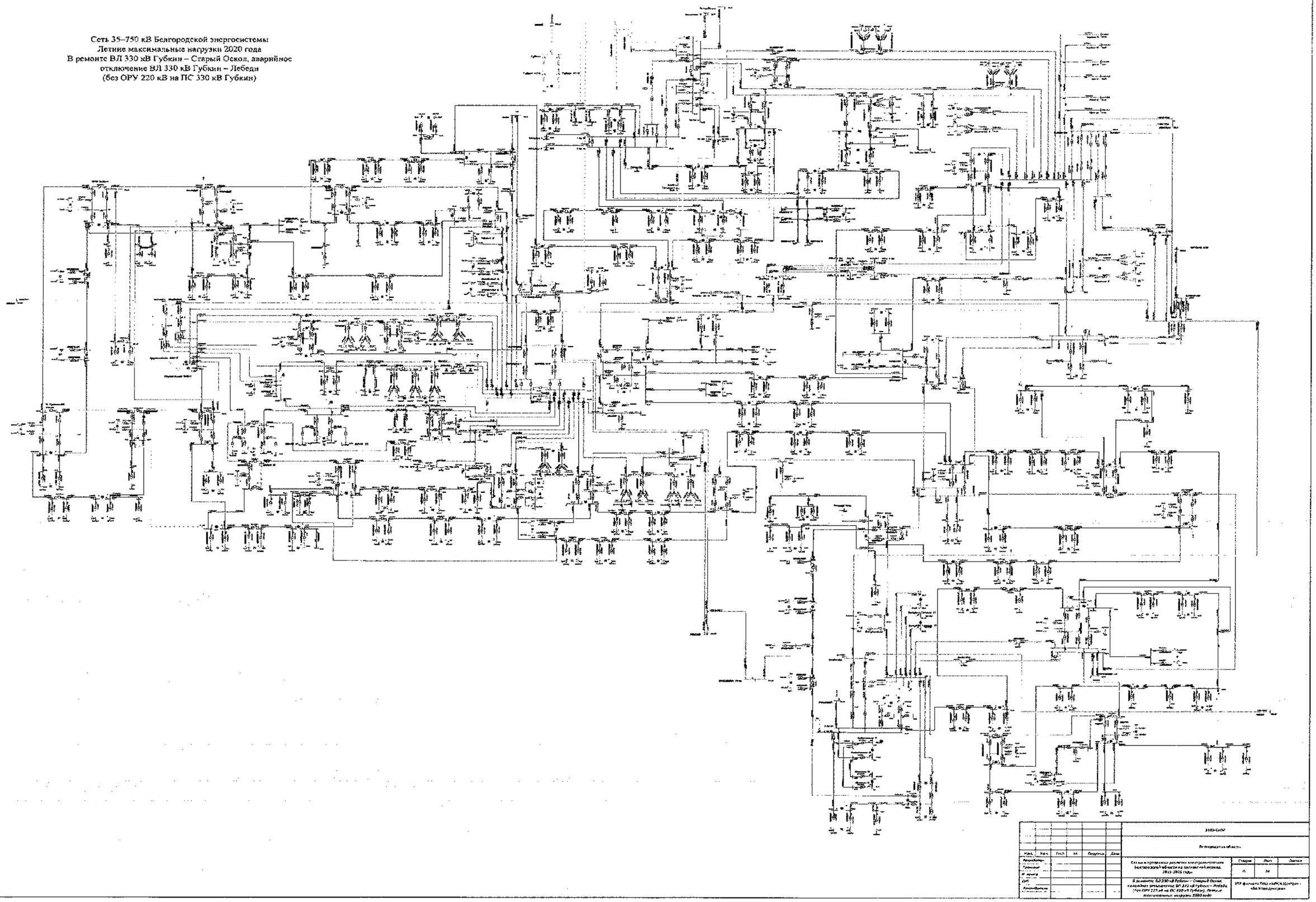
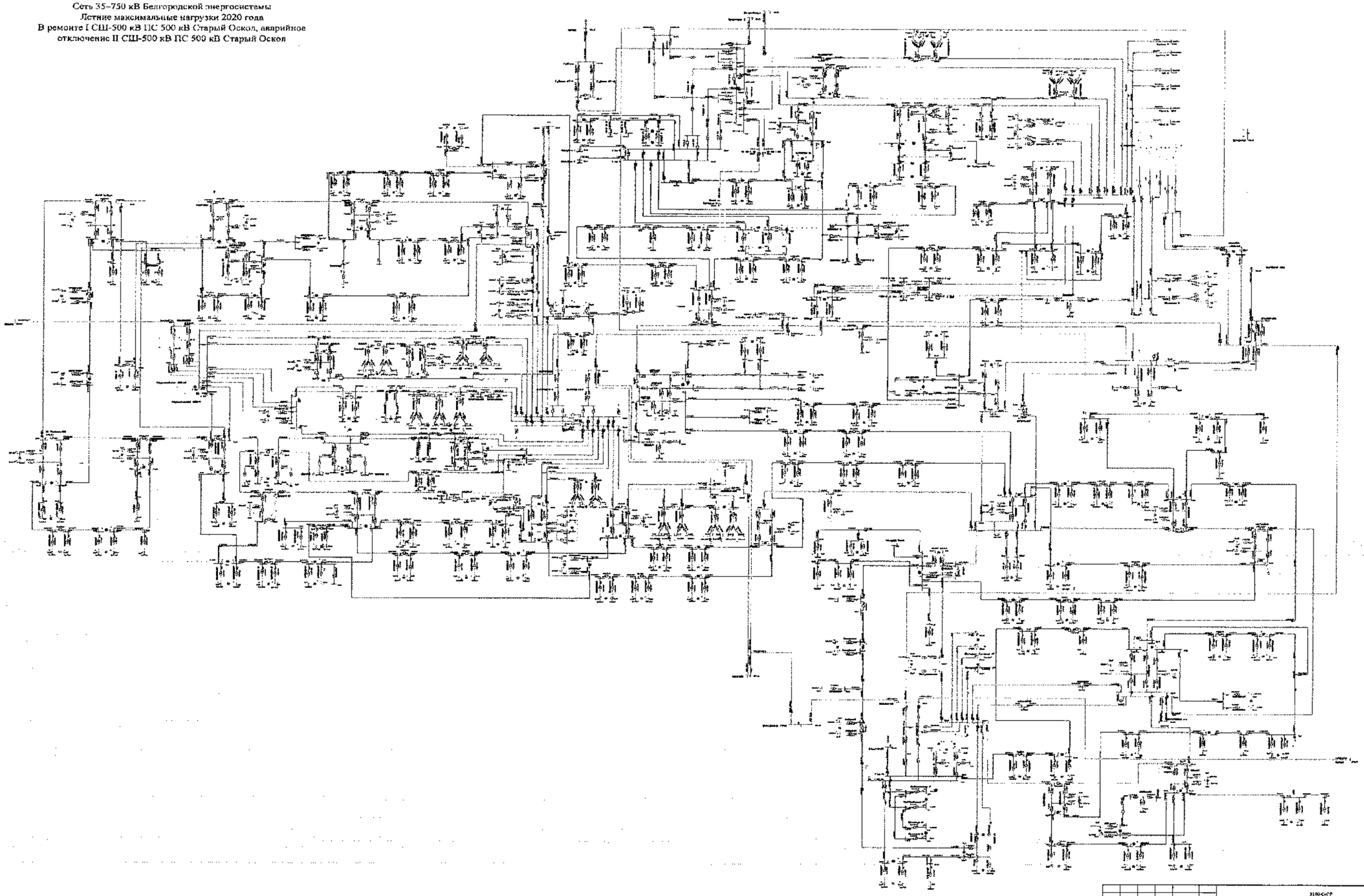


Схема 40

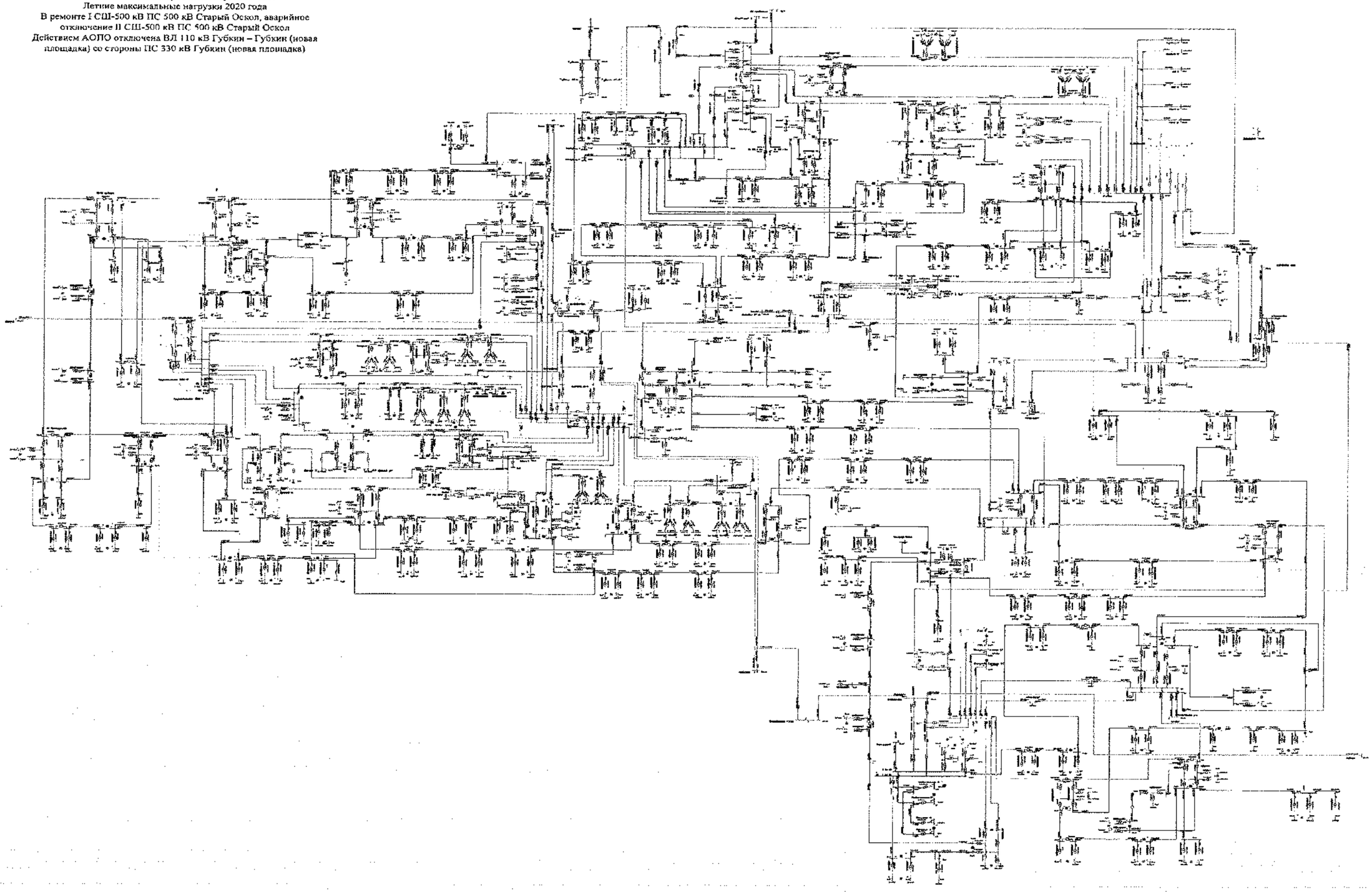
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							3180-СЧТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П		
Проверил									
Гл. инж. проекта									
Гл.I						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол.	ЧЭР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель						Летние максимальные нагрузки 2020 года			

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

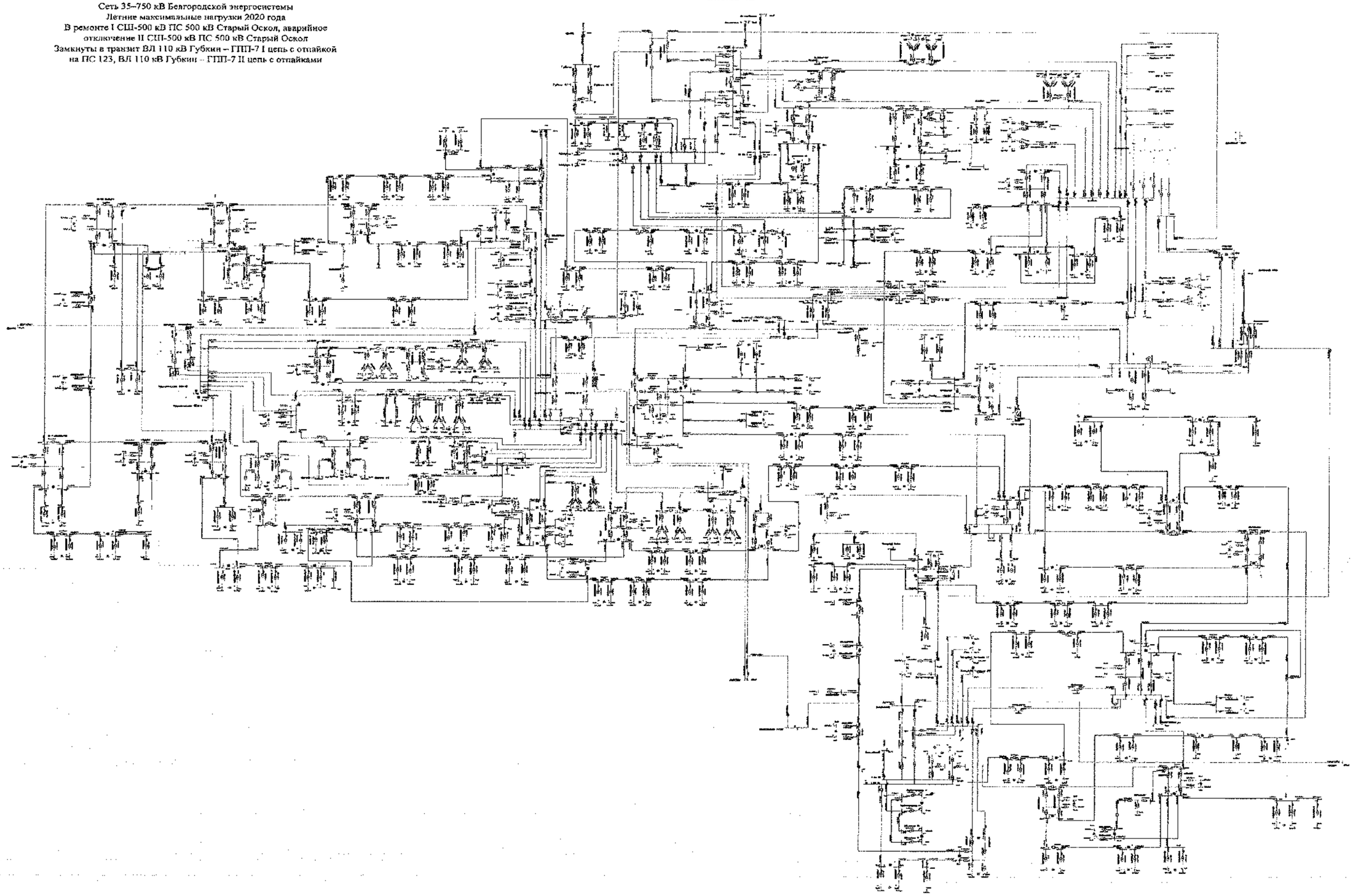
Схема 41



							ЭОО «СИГК»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Сдача и развитие электросетевого комплекса Белгородской области на летний период 2020-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Архитектура I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после работы АОПО) Летние максимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 42

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками



							ЯЗВО.СхПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработано						Схема и прогнозы развития электрических сетей Белгородской области на перспективный период 2023-2033 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждено									

Схема 43

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

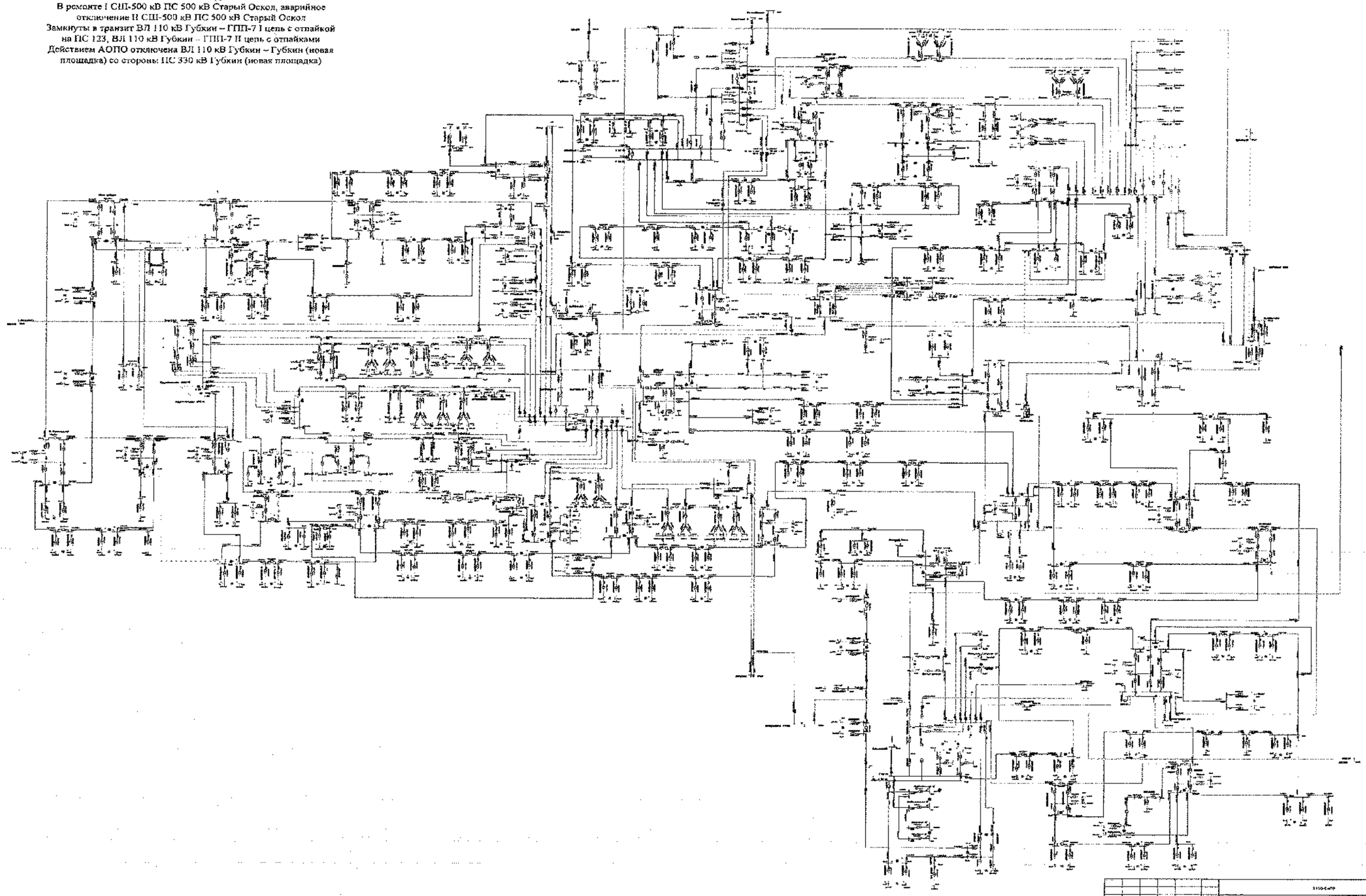
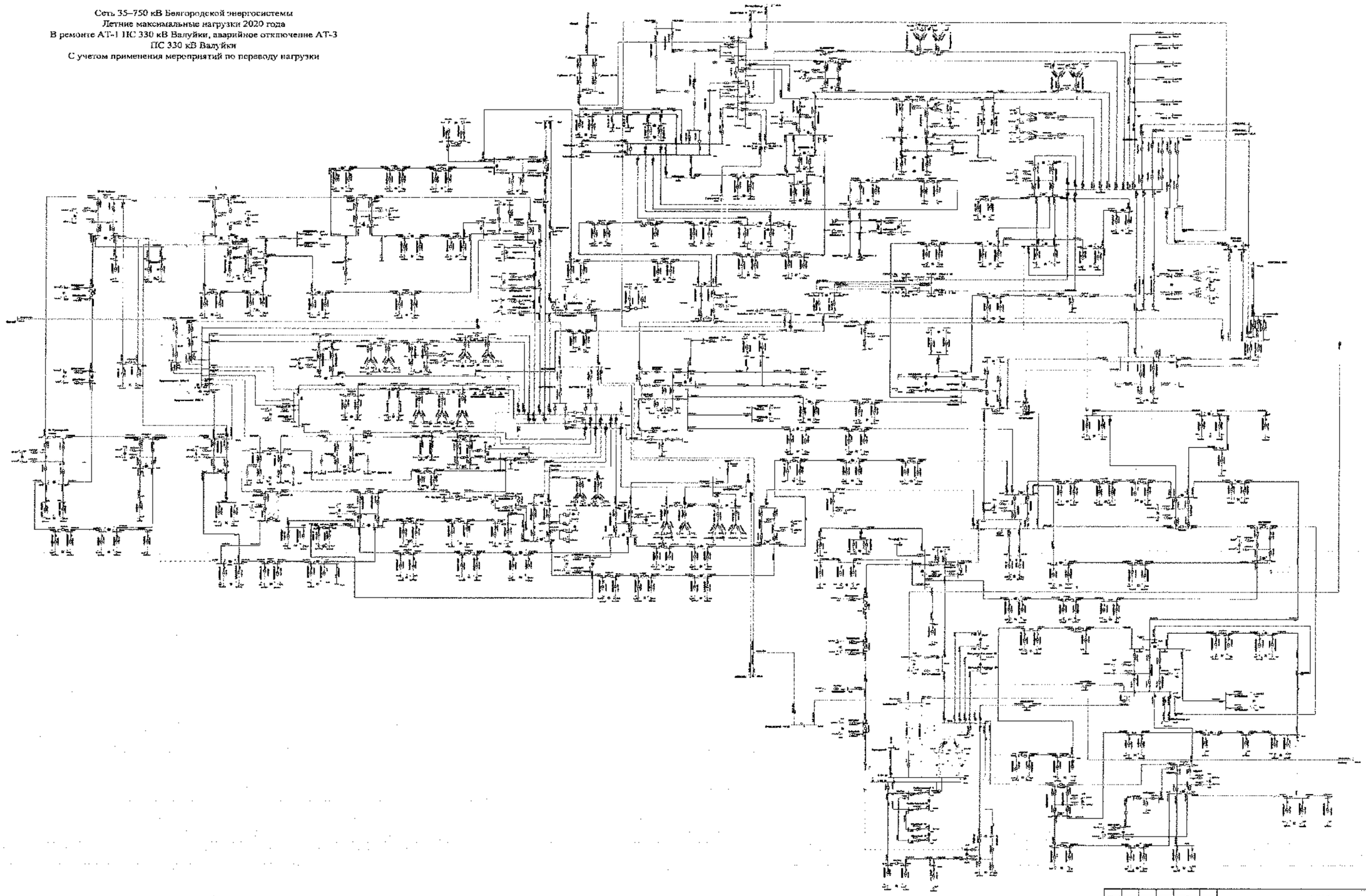


Схема 44

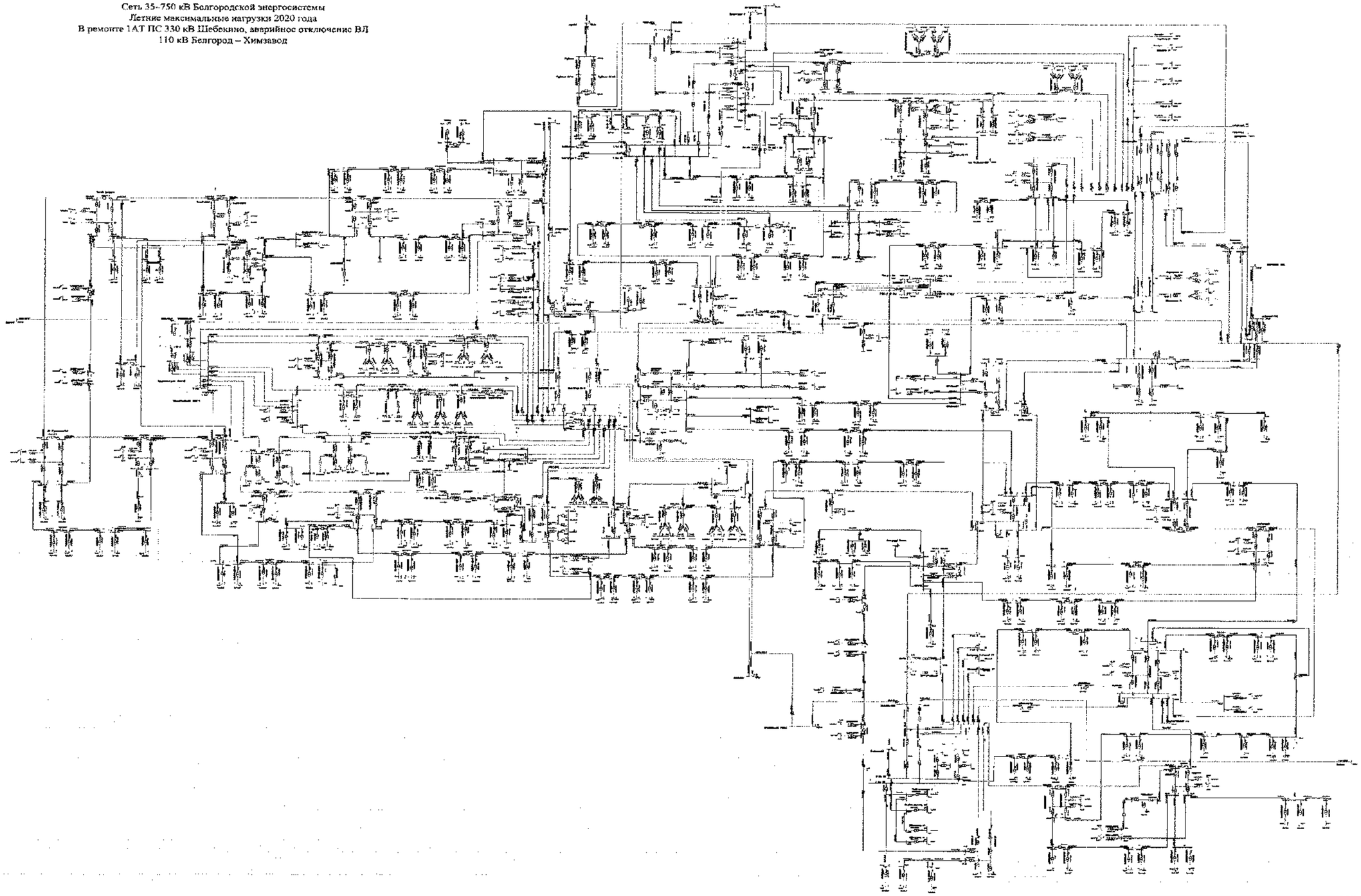
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							ЗТПН-СибТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021 - 2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 45

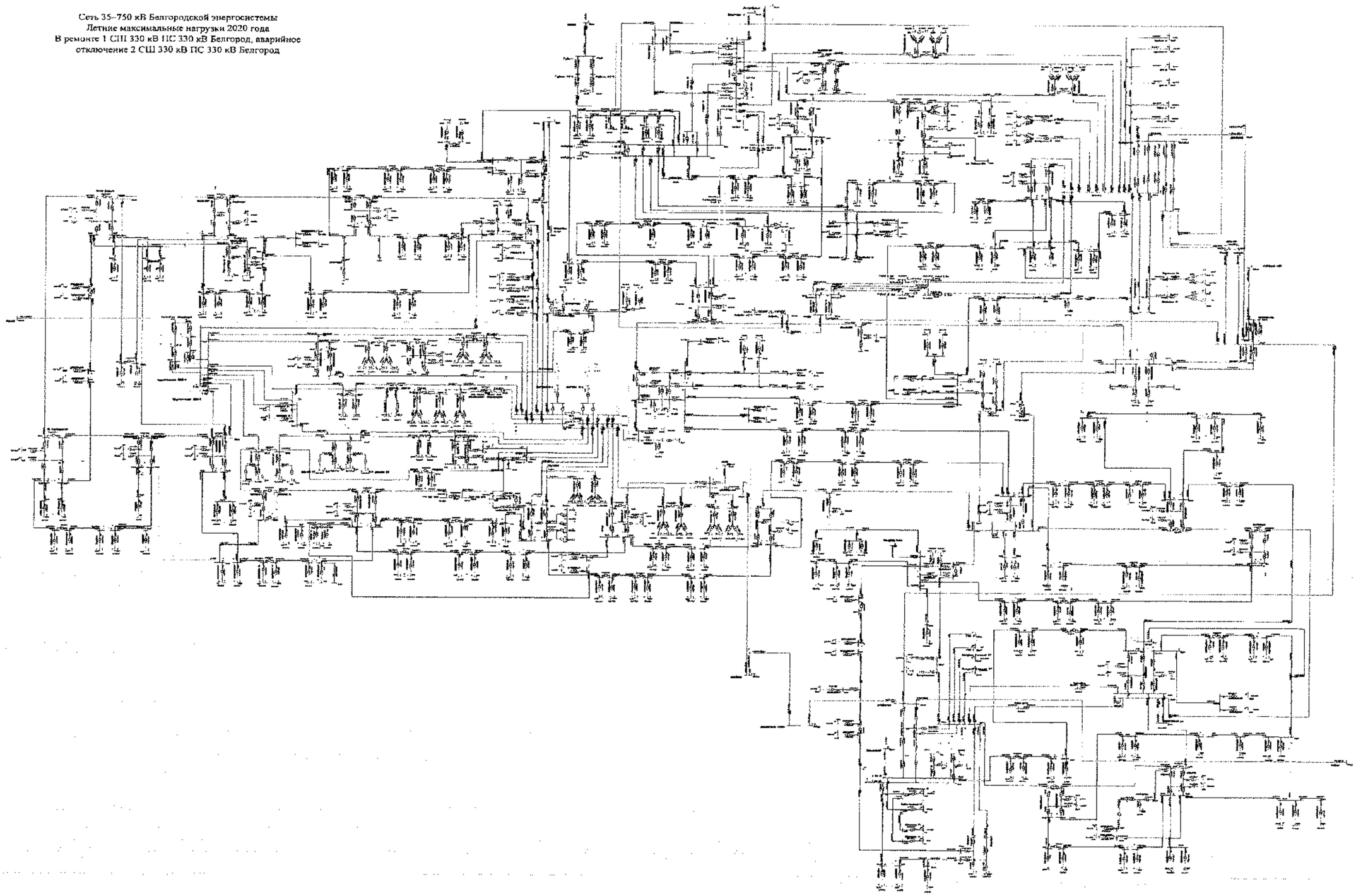
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



						330 СиФР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП									
Утверждаем.						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Летние максимальные нагрузки 2020 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		

Схема 46

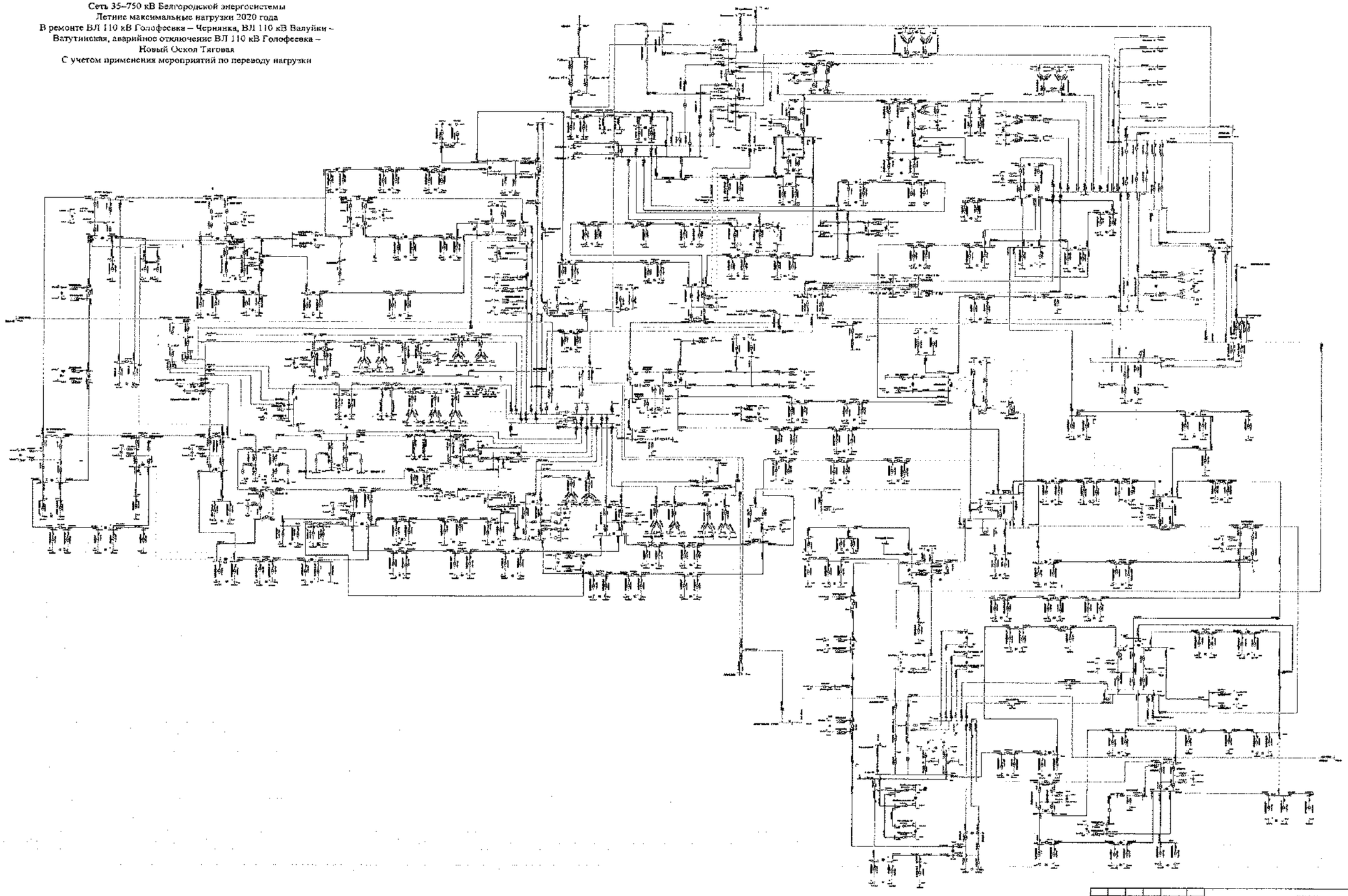
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							3106 СибТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Т1		
Н. контр.						Восстановление 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК «Центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Рук.работы									

Схема 47

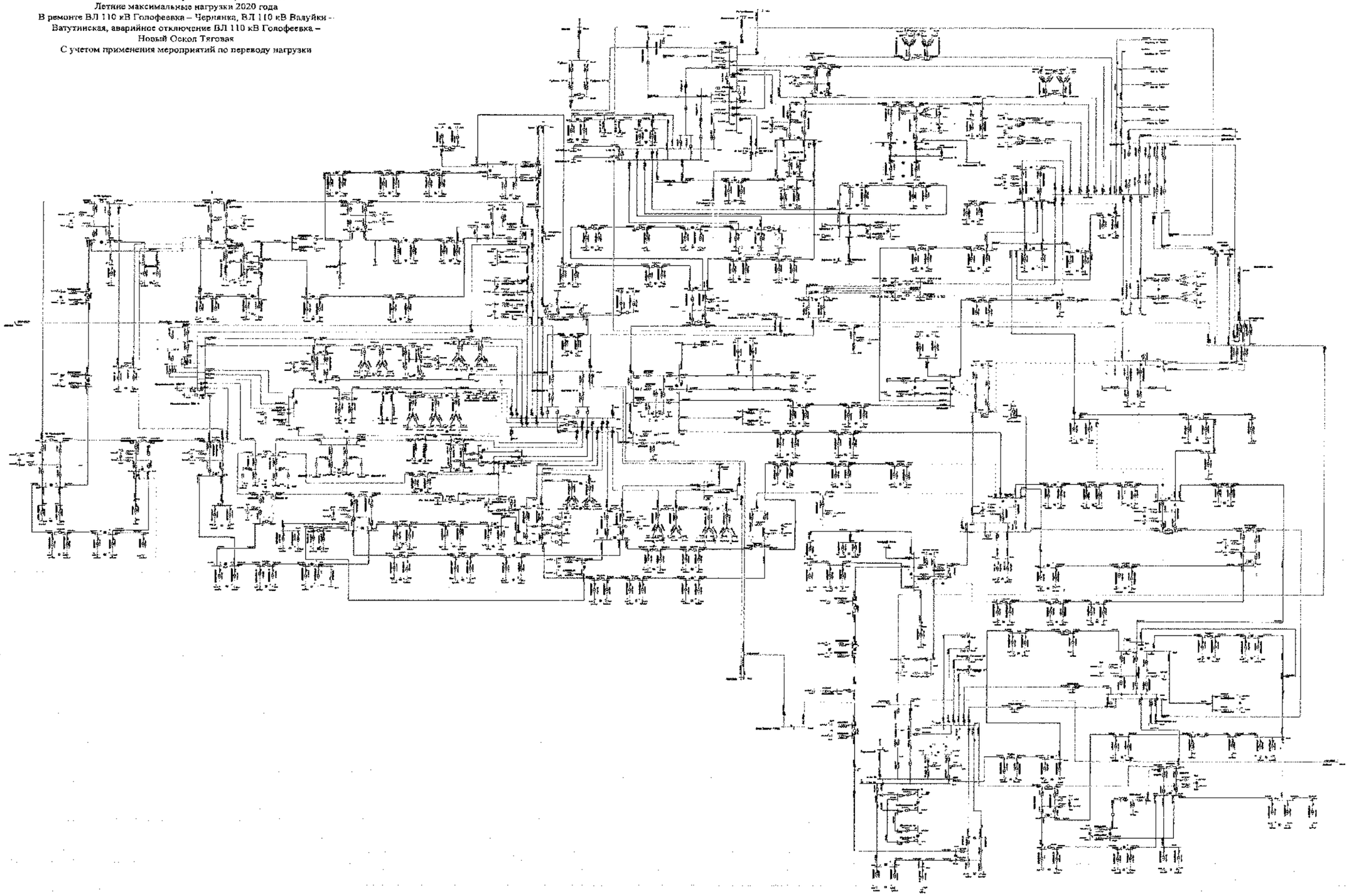
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							2020-Сх47		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал							Схема развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								Р		
Н. контр.							В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
ГИП										
Утверждил										

Схема 48

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки

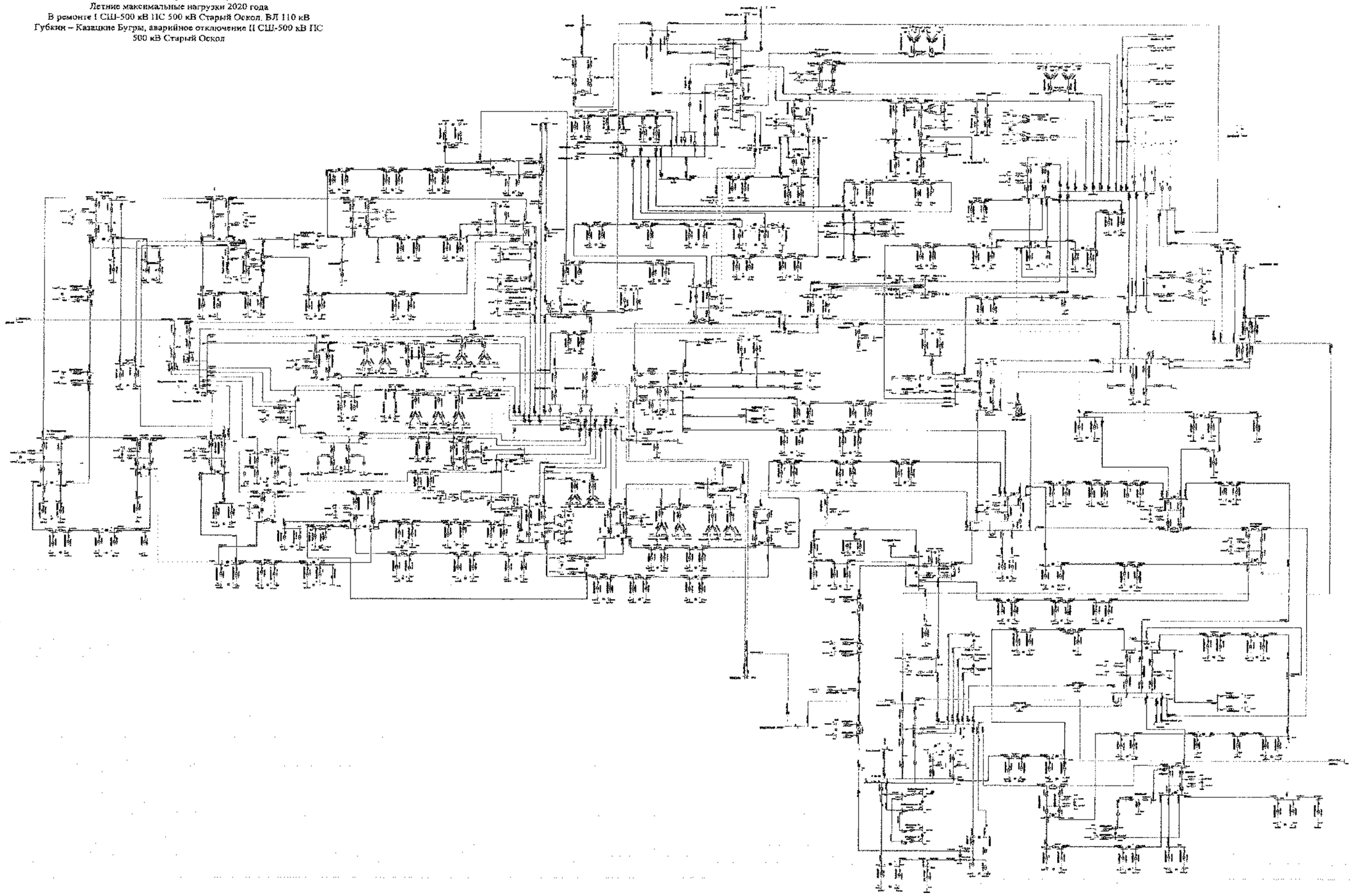


							9100 СиПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		Схема развития электросетей региона Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал								Р		
Проверил										
Н. контр.										
ГИП								УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утвердил										

Вариант № 2 ВЛ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние максимальные нагрузки 2020 года

Схема 49

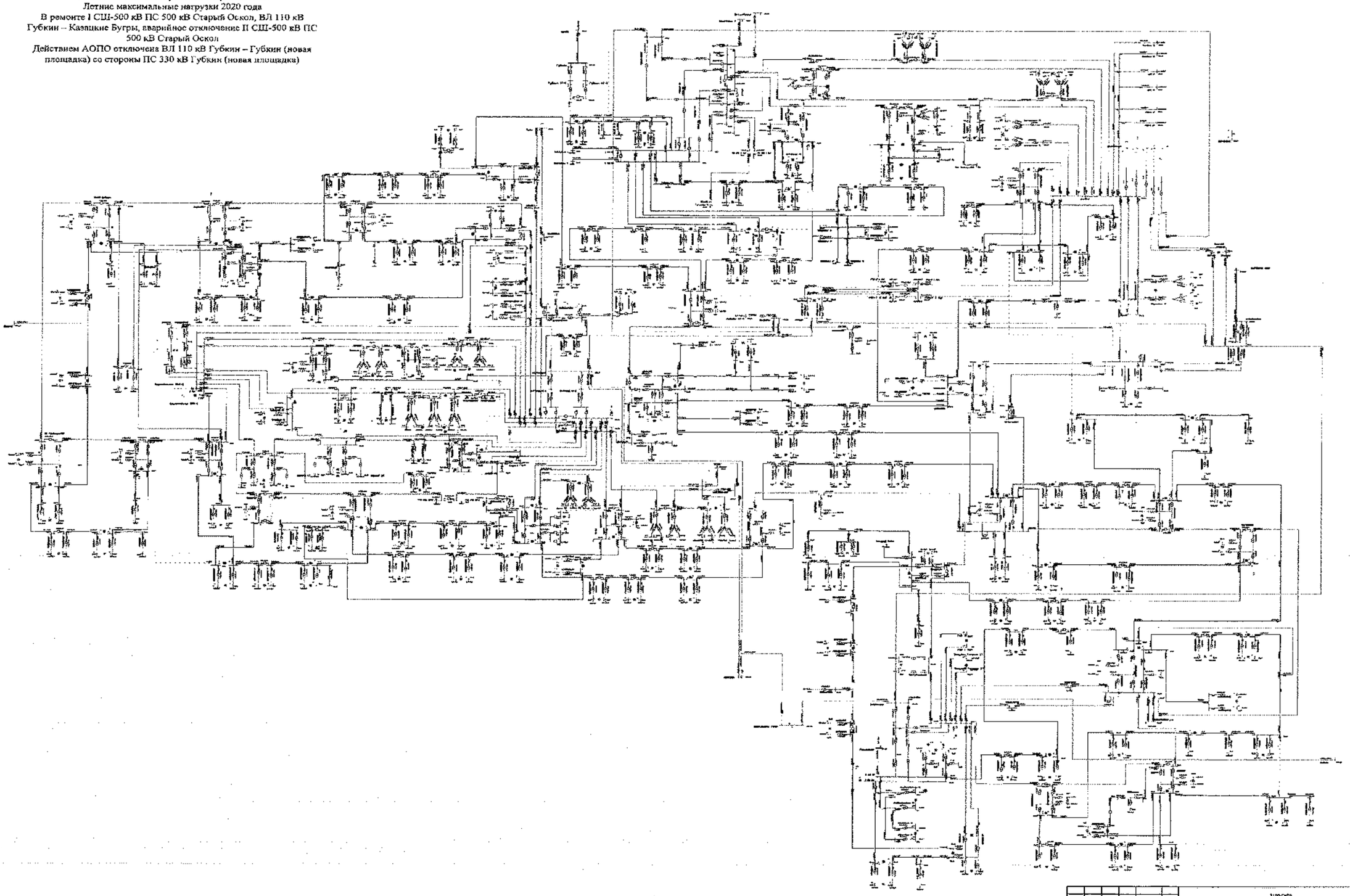
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	1200-СибР			
						Белгородская область			
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Я		
Н. контр.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Руководитель									

Схема 50

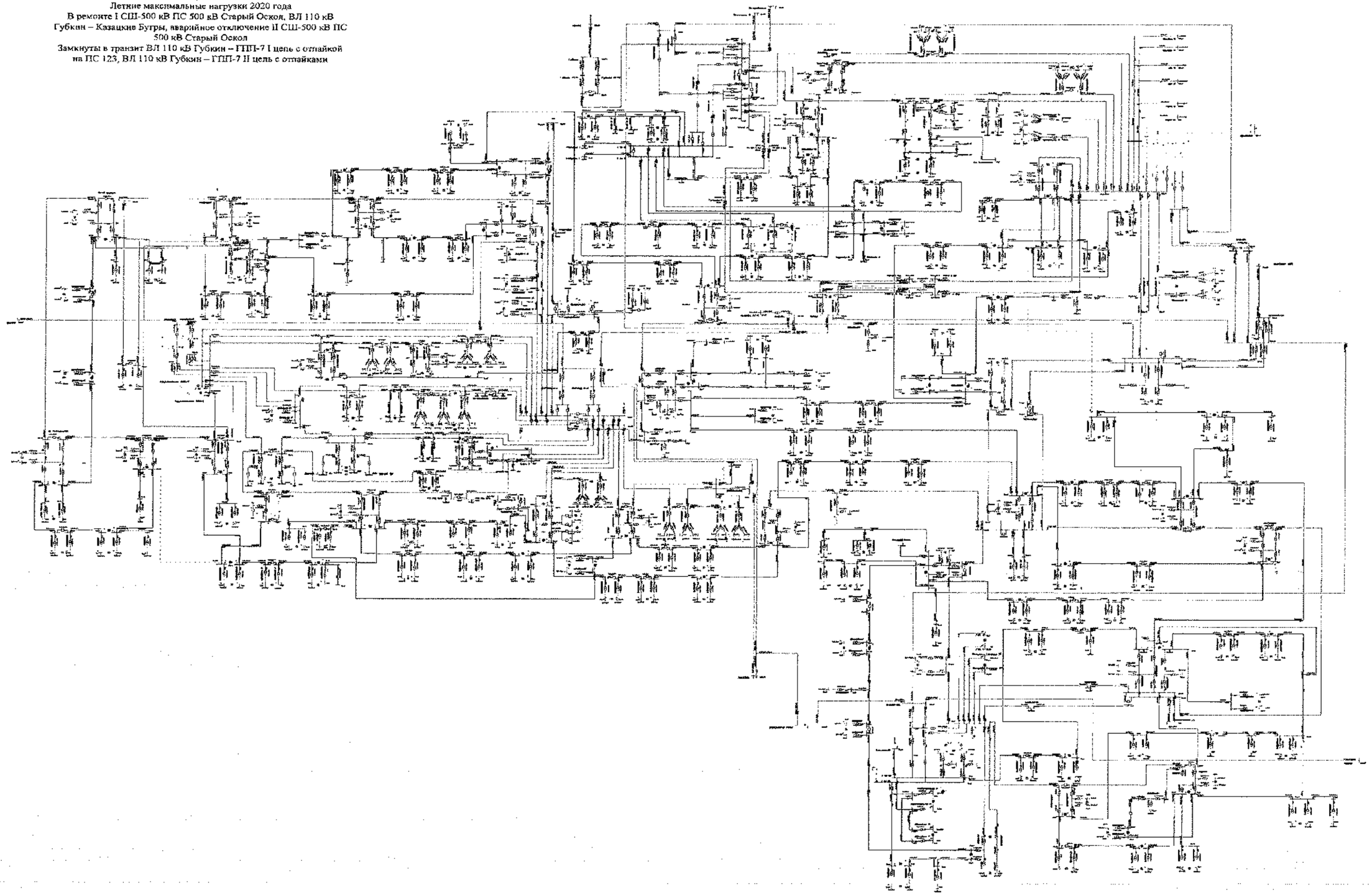
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3108-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2015 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Д		
Н. контр.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
ГИП									
Утверждил									

Схема 51

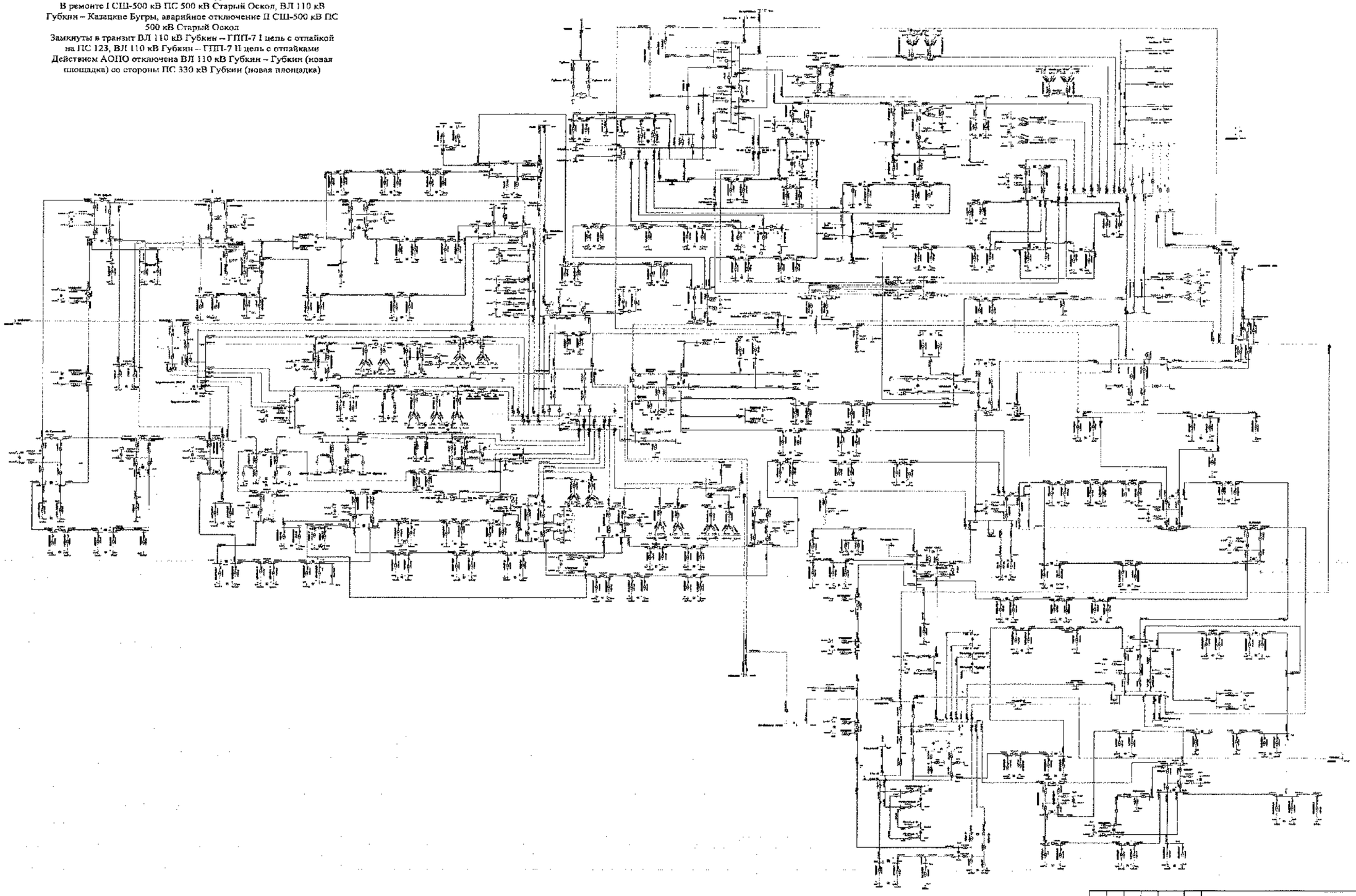
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками



							3180-СхПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогноз развития электросетевого комплекса Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 52

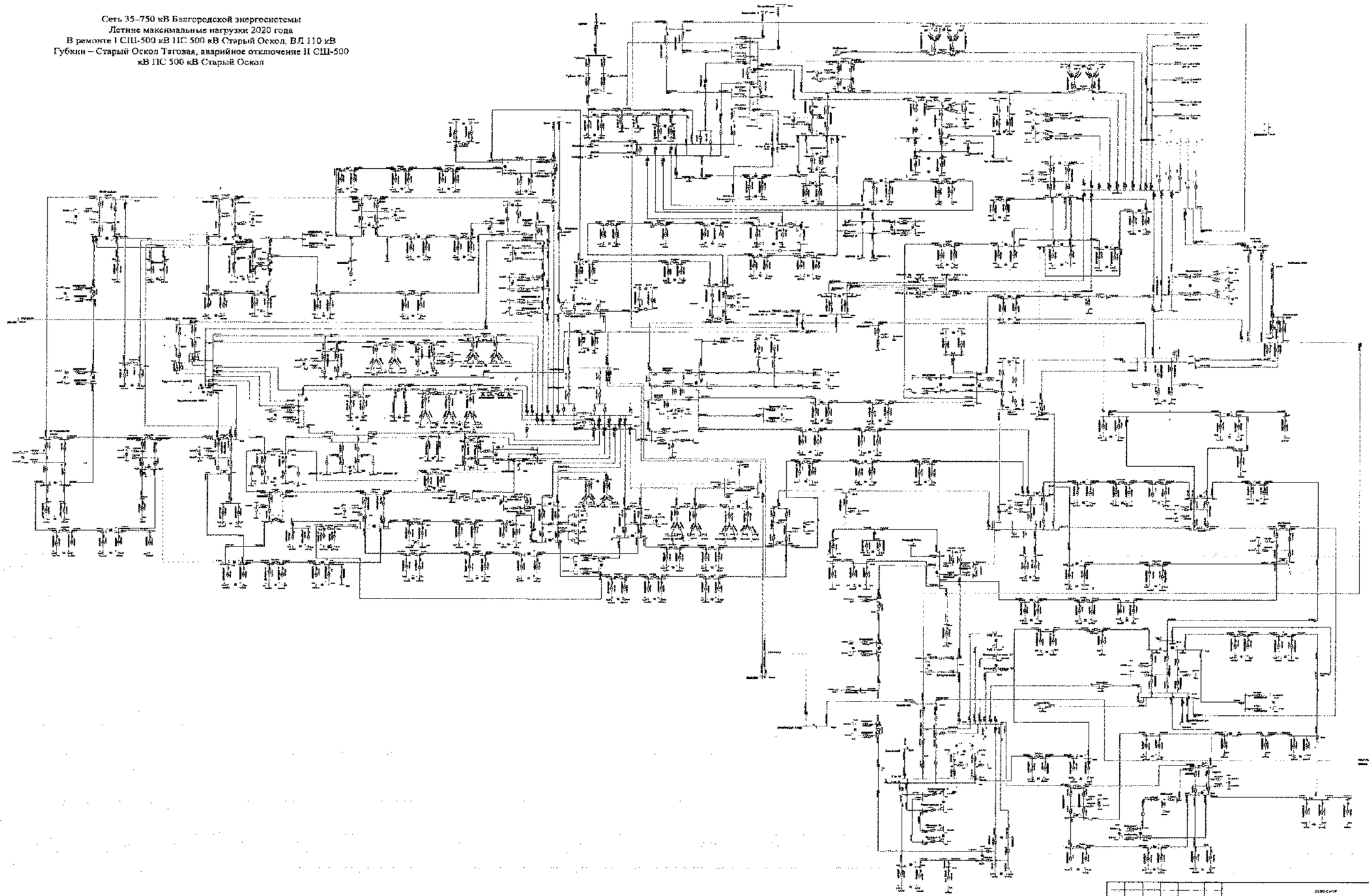
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



						5106-СКПР			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Белгородская область			
Разработал						Схема развития распределительных электрических сетей Белгородской области на пятилетний период 2016-2020 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.						Фрагмент схемы 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 500 кВ Губкин – Разгуляй-Вторая, выполнение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УГР Филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Руководитель									

Схема 53

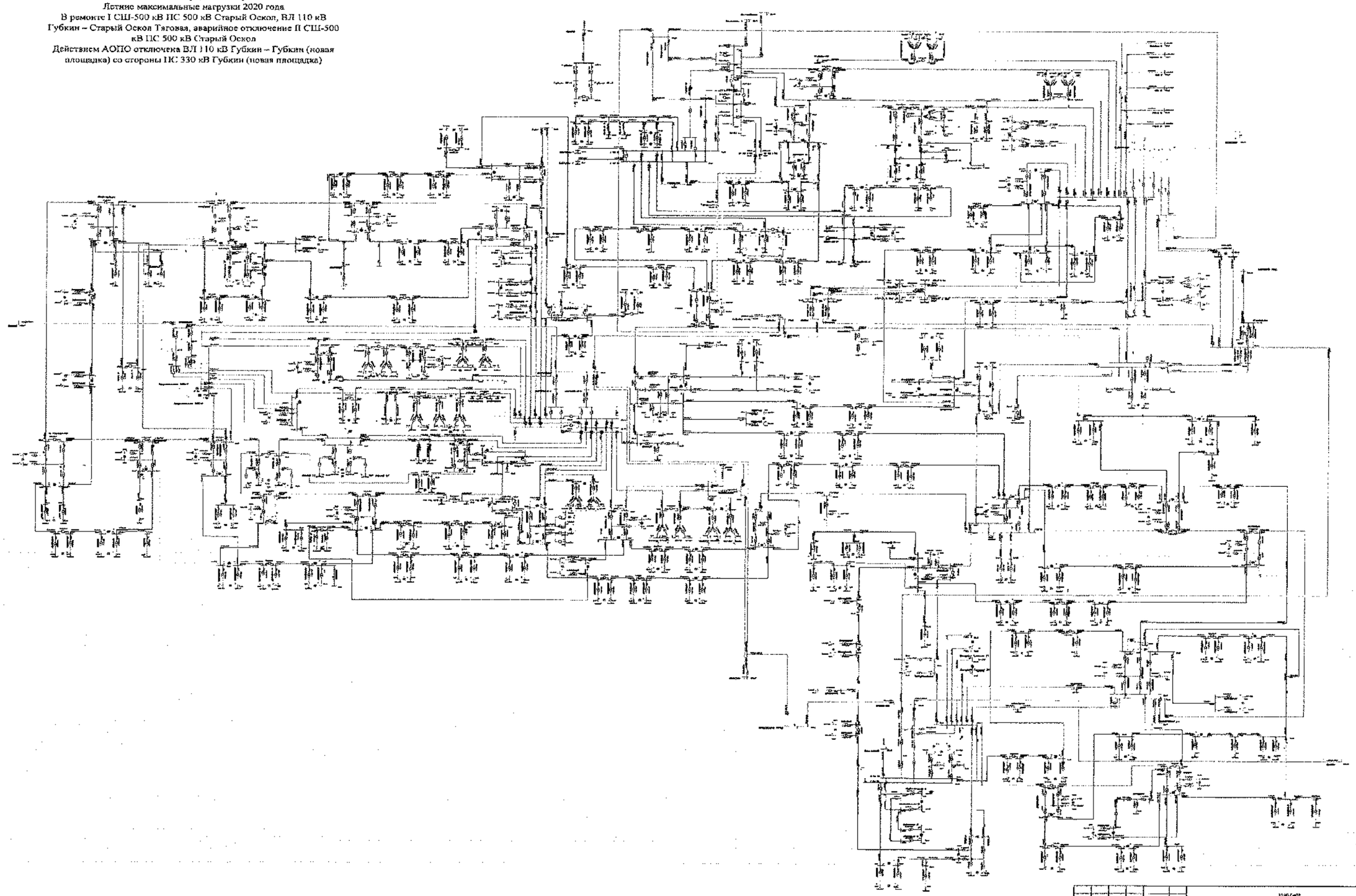
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						3100-СМТР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Вариант: I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 53

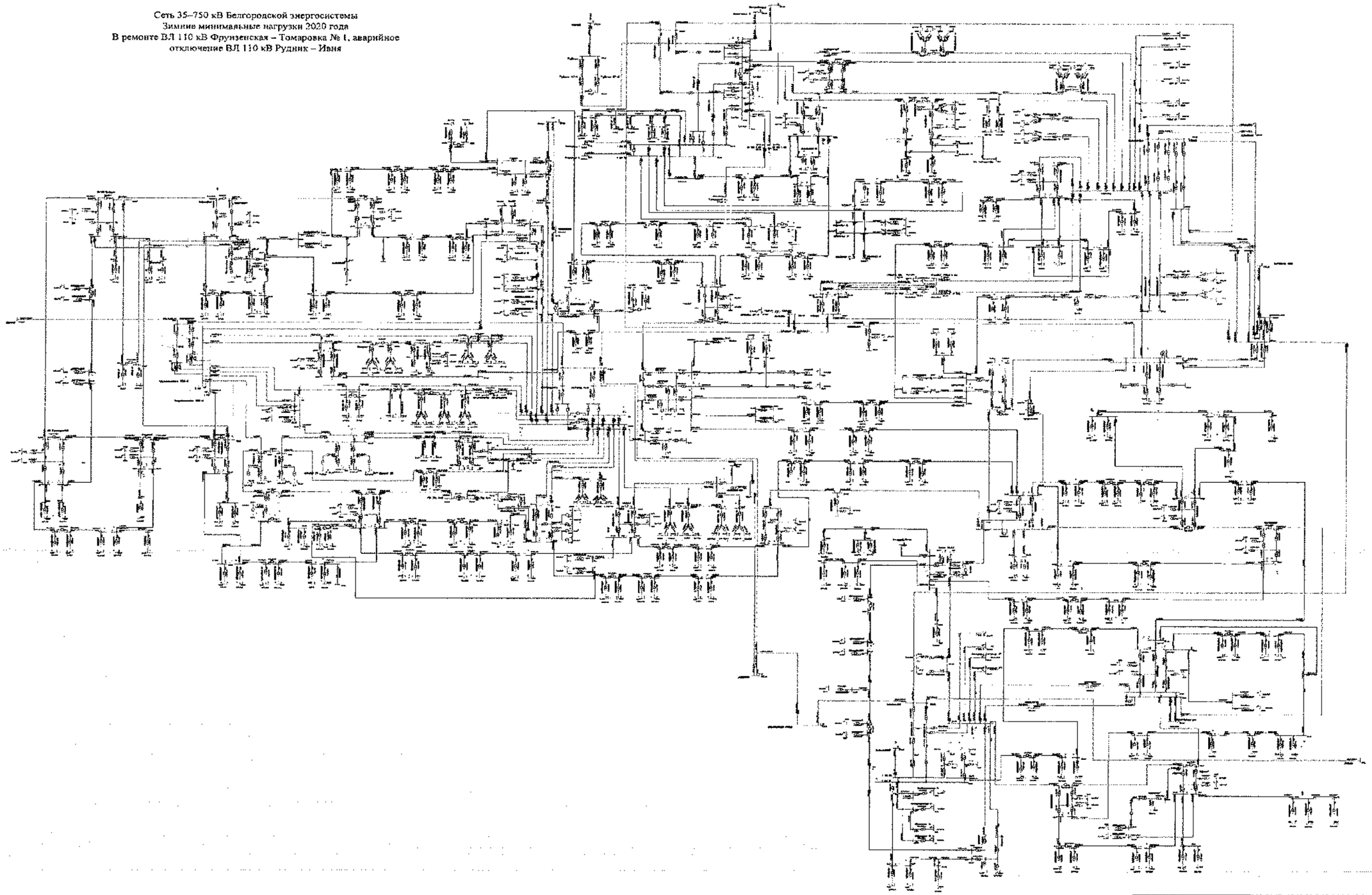
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



						3190-ЭМТР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и проектная нагрузка электрических сетей Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Г		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2020 года	УТР Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждено									

Схема 55

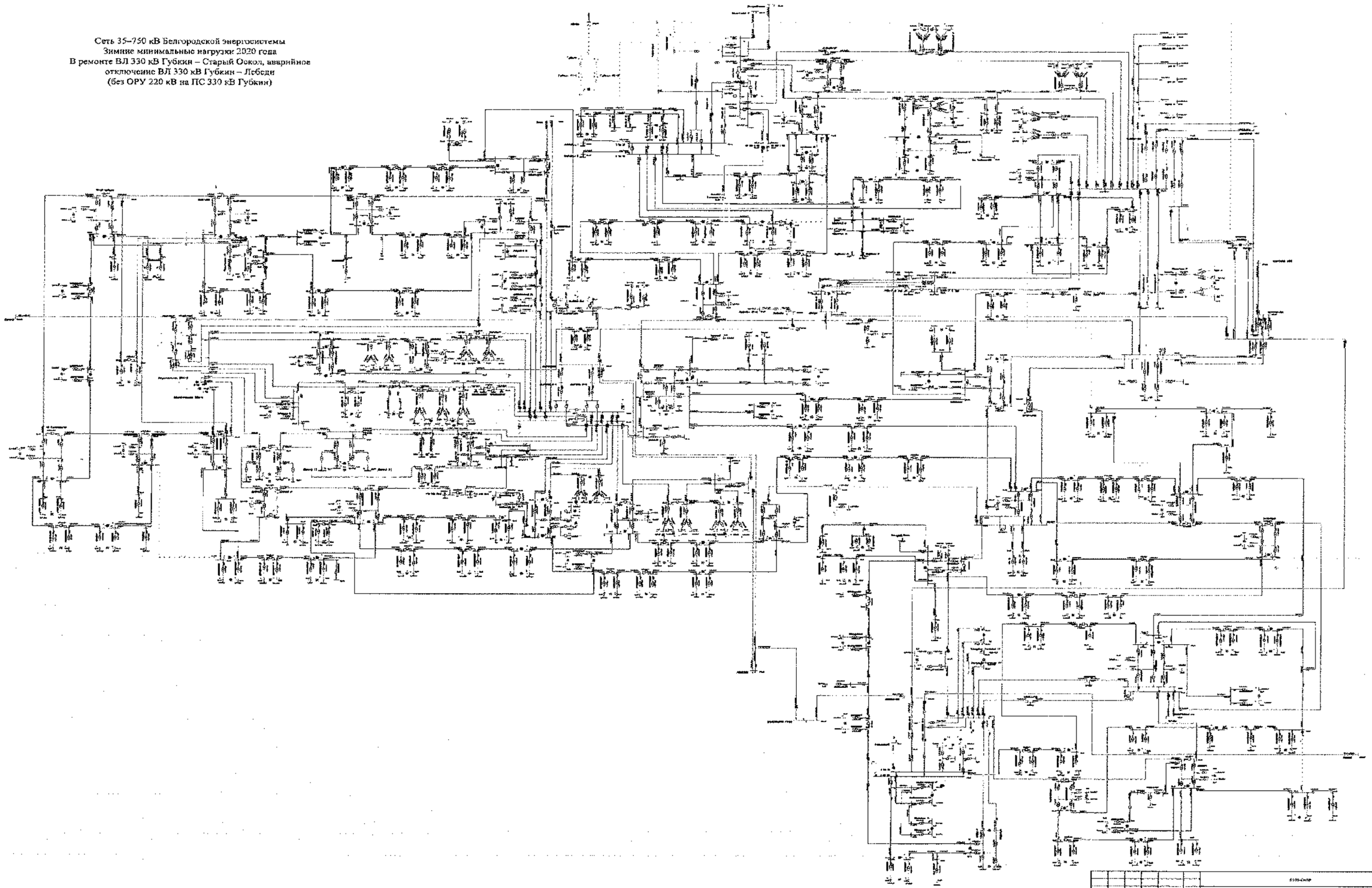
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							ЗАО «СПГР»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал							Схема развития электрических сетей Белгородской области на расчетный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								Н		
Н. контр.										
ГИП							В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние минимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»	
Руководитель									

Схема 56

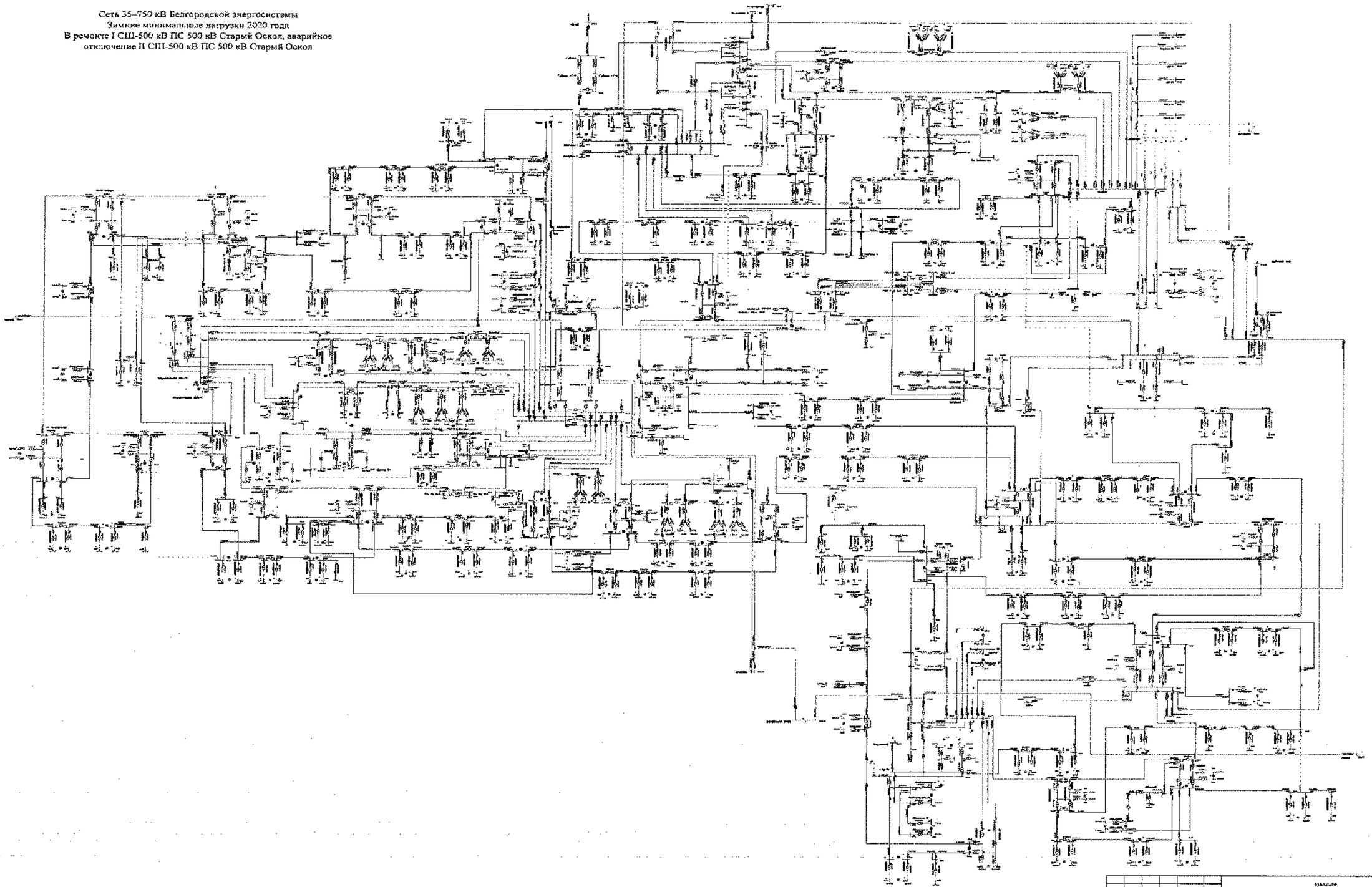
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							5100-СМПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программы развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	24	
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Зимние минимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 57

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							3583-СКПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Схема развития электросетевых объектов Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							И		
Проверил									
Гл. инженер проекта									
ГИП									
Руководитель									
						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Зимние минимальные нагрузки 2020 года	УТР филиала ОАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		

Схема 58

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки

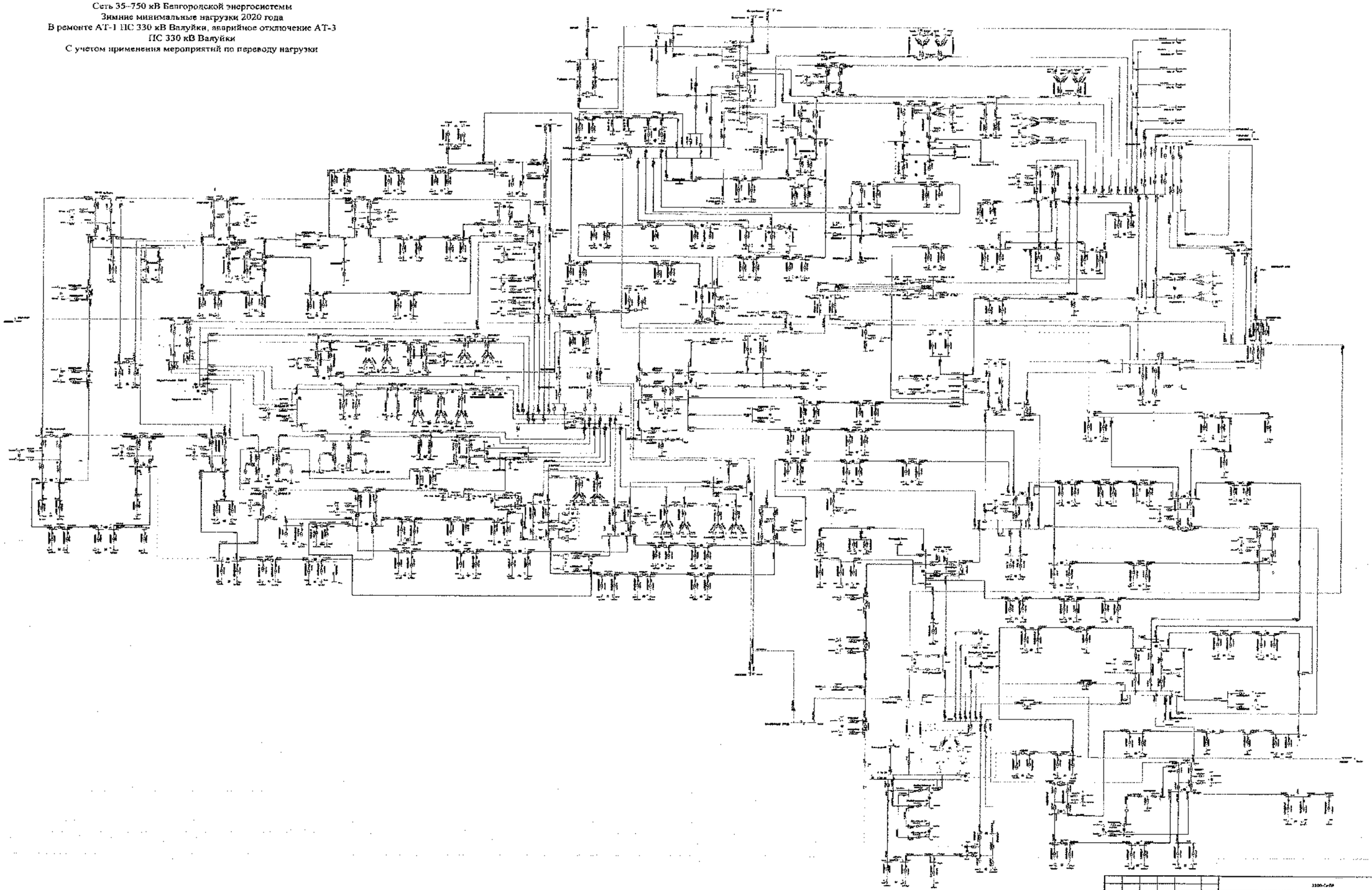
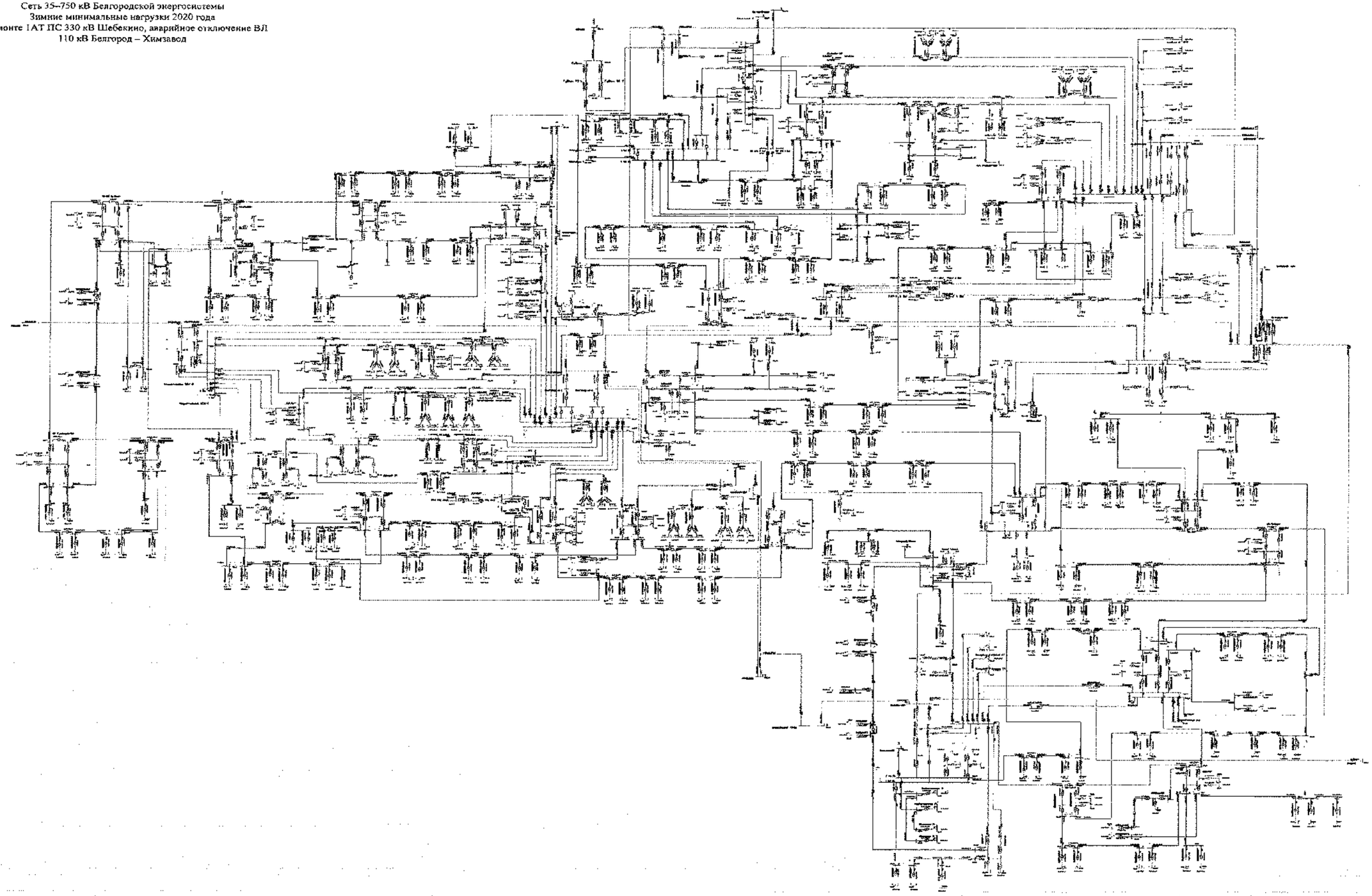


Схема 59

Сеть 35--750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							ВЕСТА-СЕТИ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021 - 2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						Зимние минимальные нагрузки 2020 года	ИТГ Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждал									

Схема 60

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2020 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

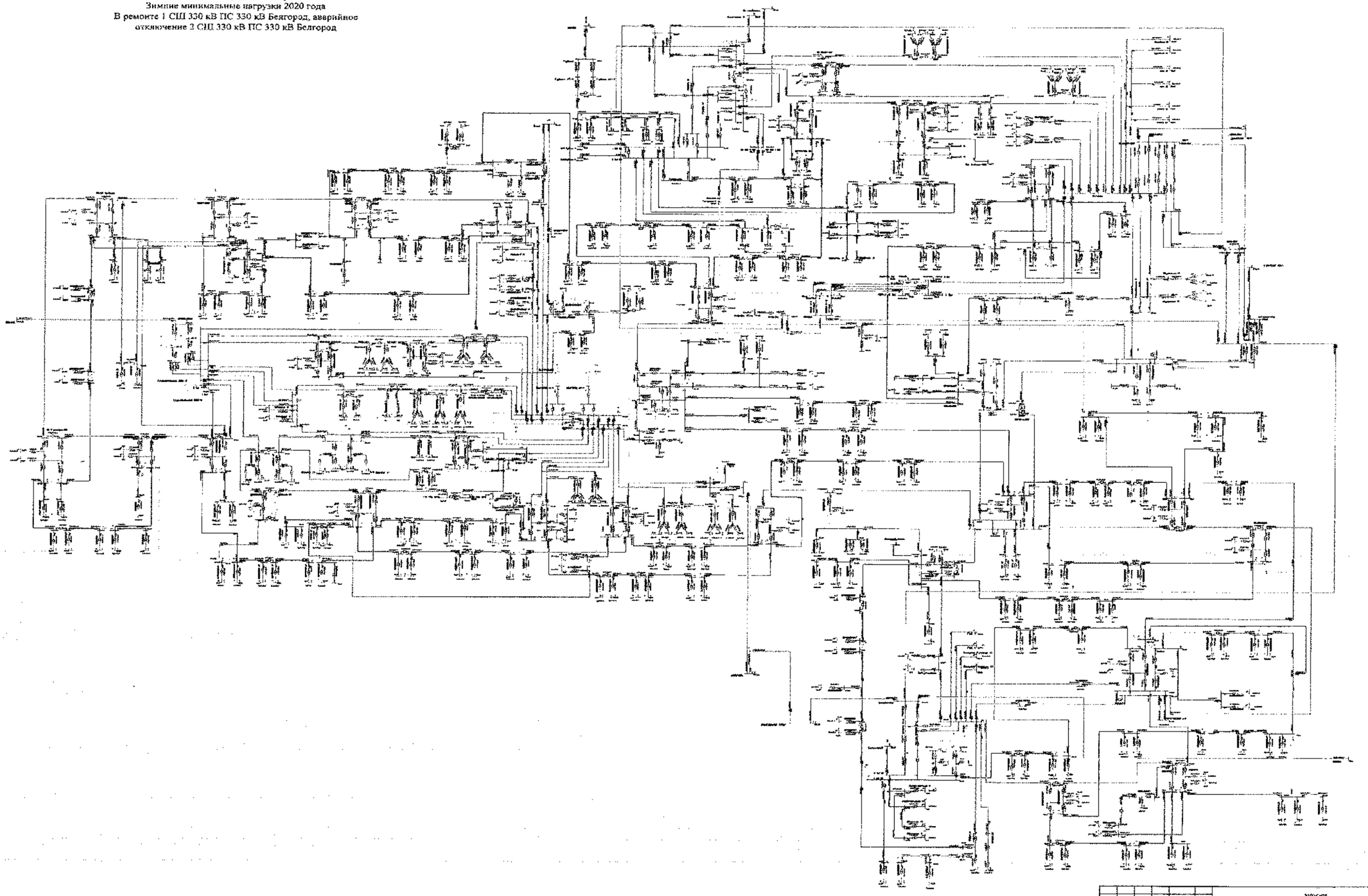
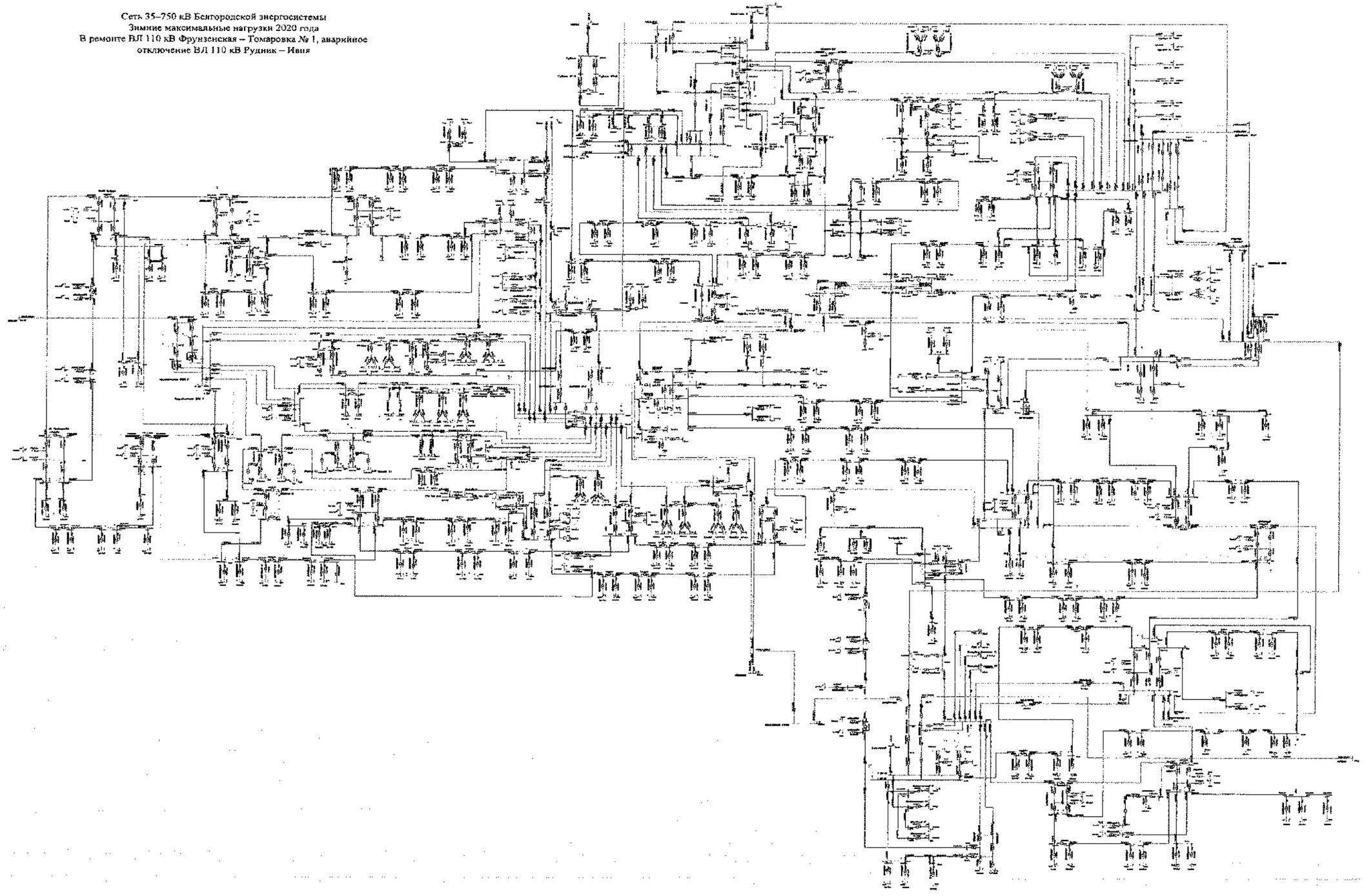


Схема 61

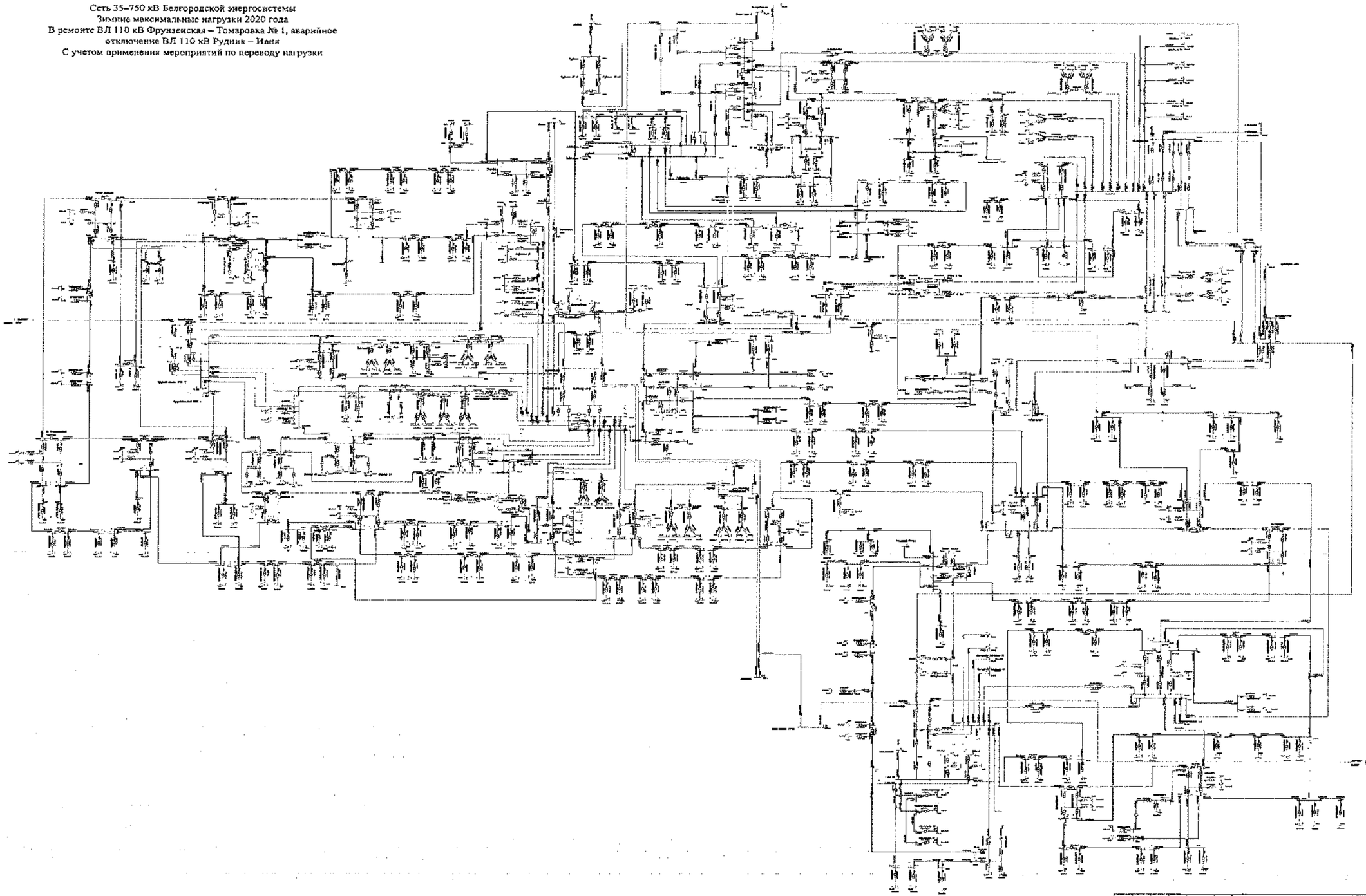
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							АО «СПбР»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние максимальные нагрузки 2020 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 62

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы Белгородской области на плановый период 2021–2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние максимальные нагрузки 2020 года	ОТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждил									

ЭЗОО СЕ-ПР

Белгородская область

Схема 63

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

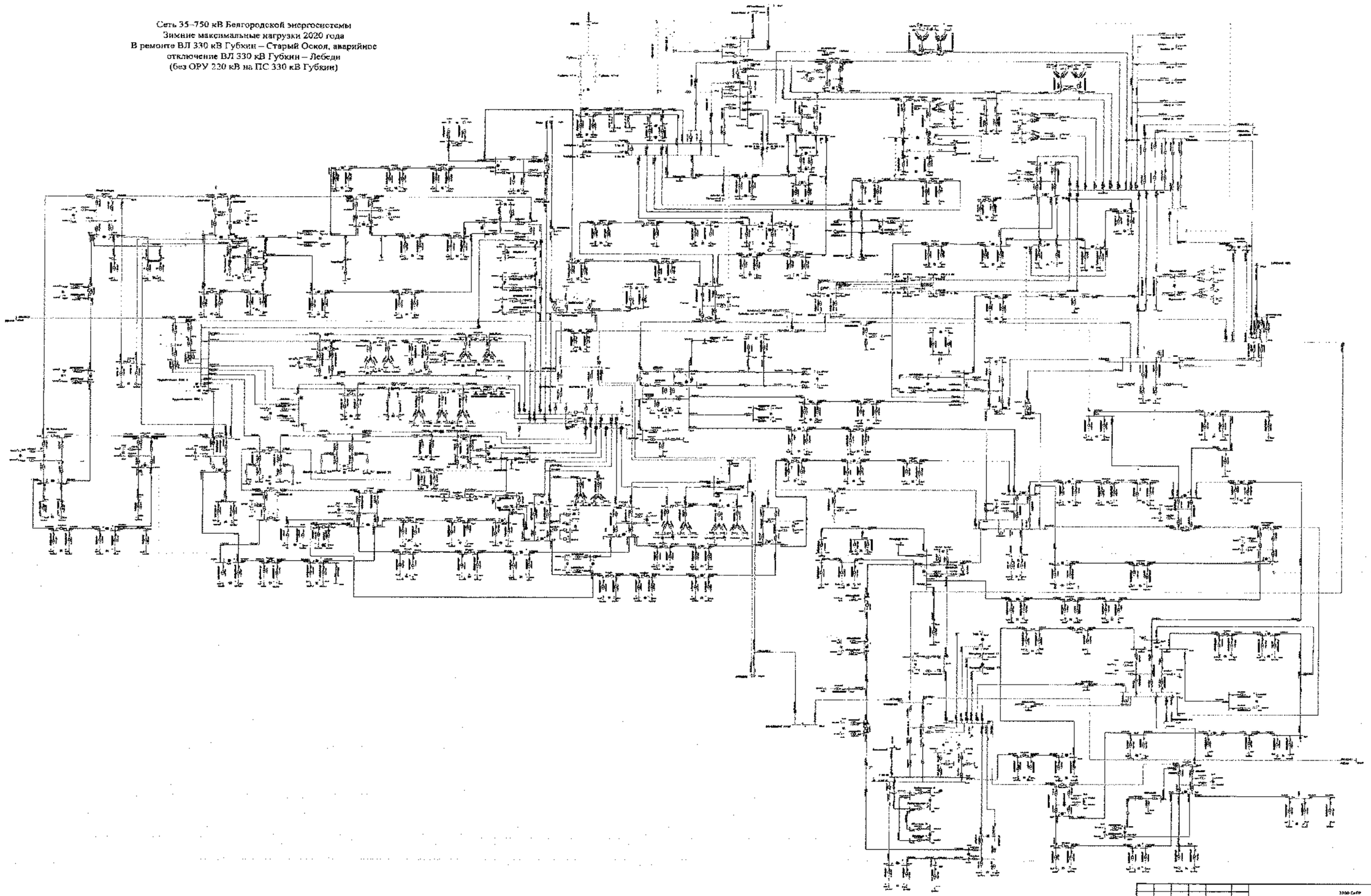
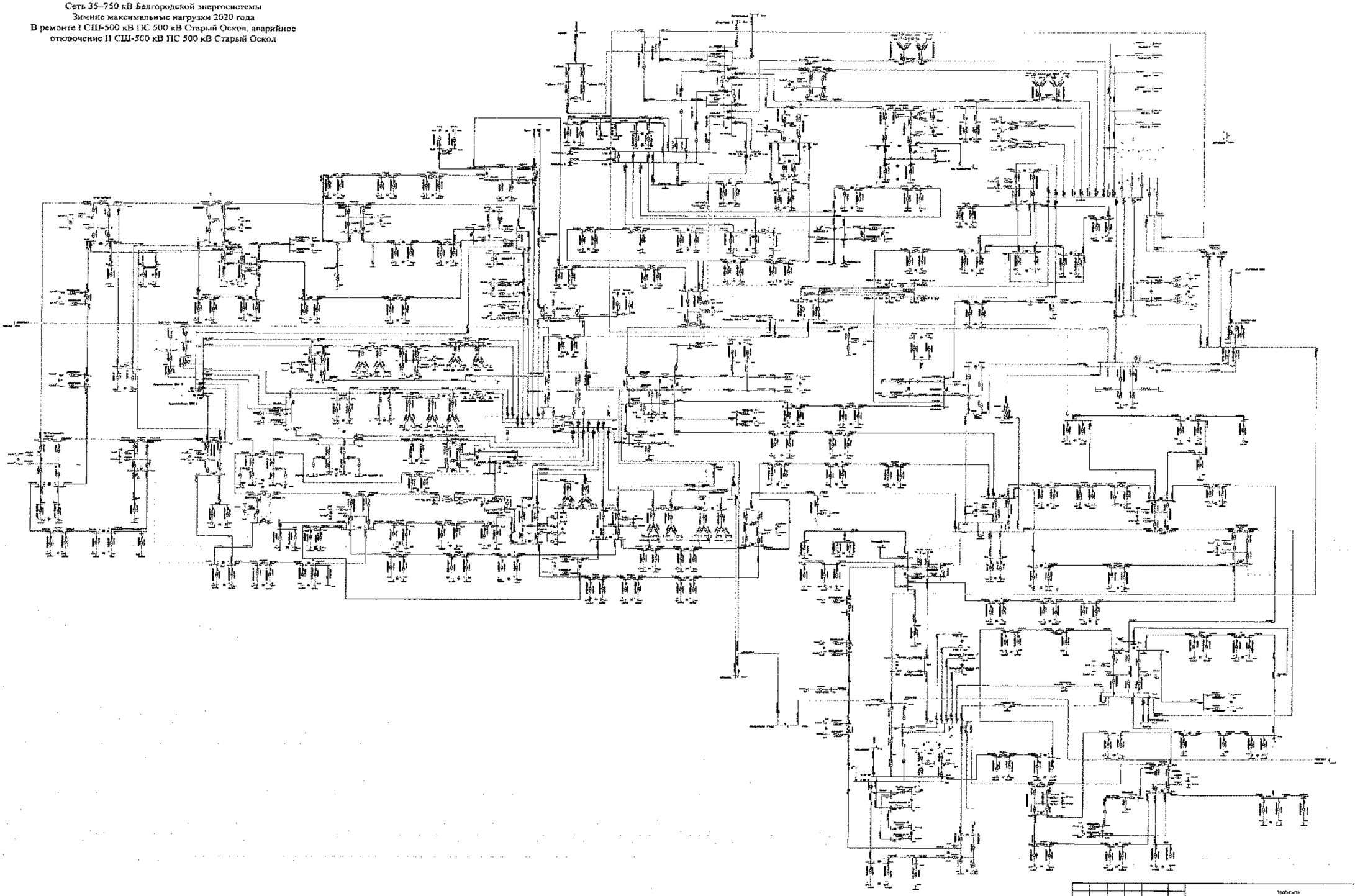


Схема 63

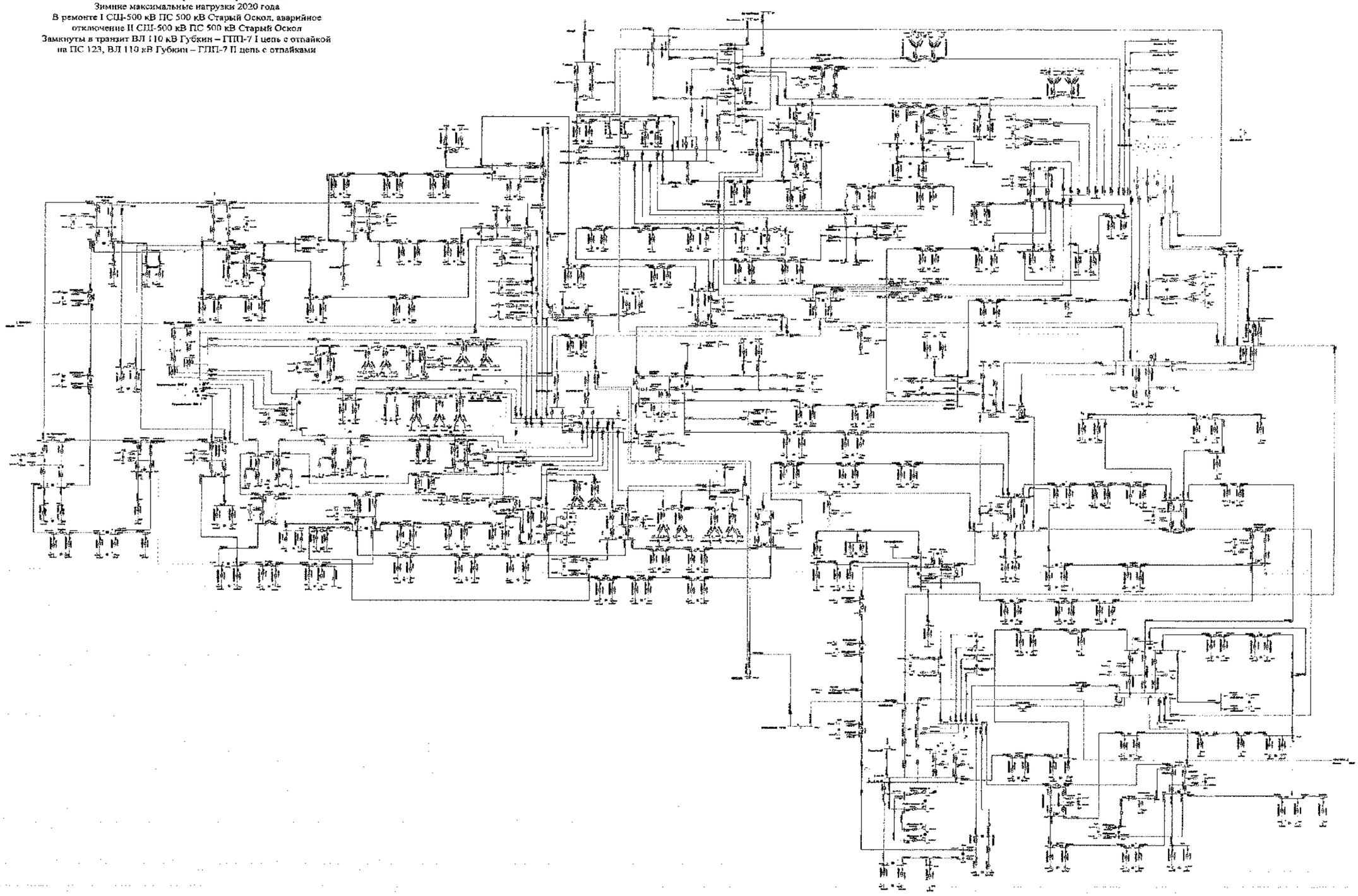
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							Утв. Гл.ГП		
							Белгородская обл.		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозные балансы электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Зимние максимальные нагрузки 2020 года	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Гл.инж.									
Гл.спец.									
Нач.отд.сетей							УТР филиала ПАО «МРСК» Центра-«Белгородэнерго»		

Схема 65

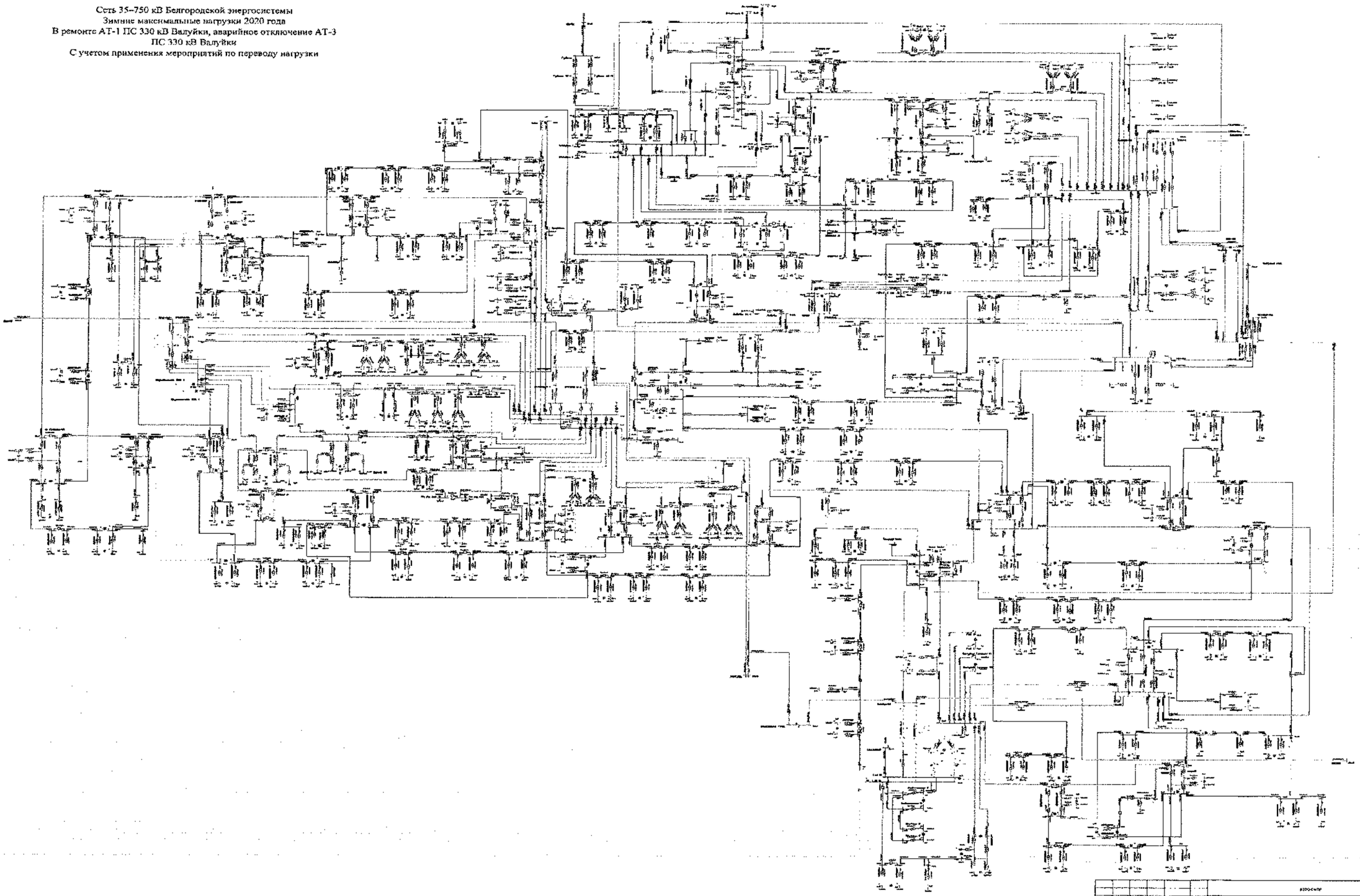
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками



							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и развитие электрических сетей Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Зимний максимальный нагрузки 2020 года	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП							УТР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 66

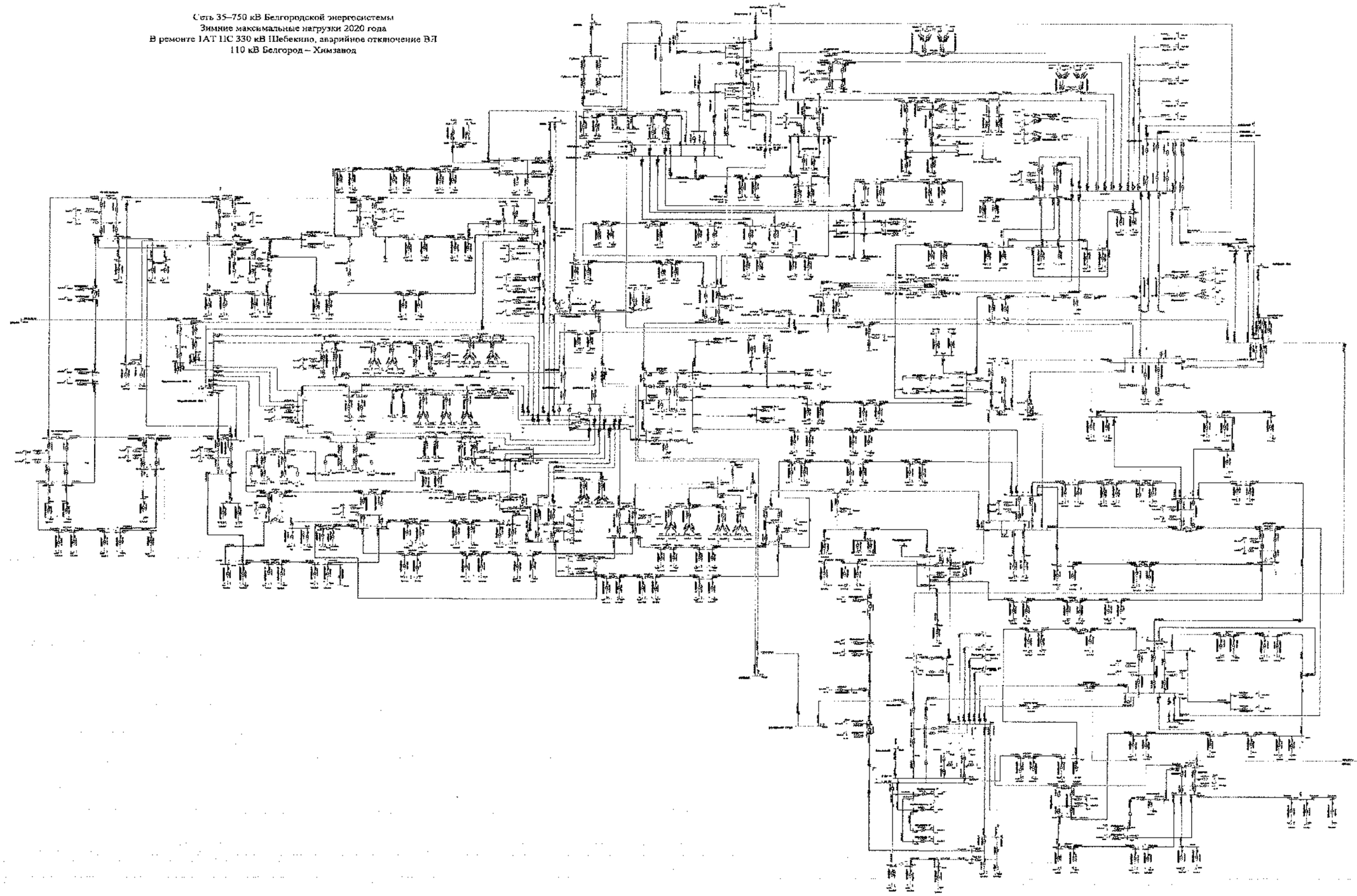
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							АО «СО ЕЭС»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Гл. инженер проекта									
Гл. специалист						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Зимние максимальные нагрузки 2020 года	ИПР филиала ОАО «СО ЕЭС» Центрального регионального диспетчерского управления		
Руководитель									

Схема 67

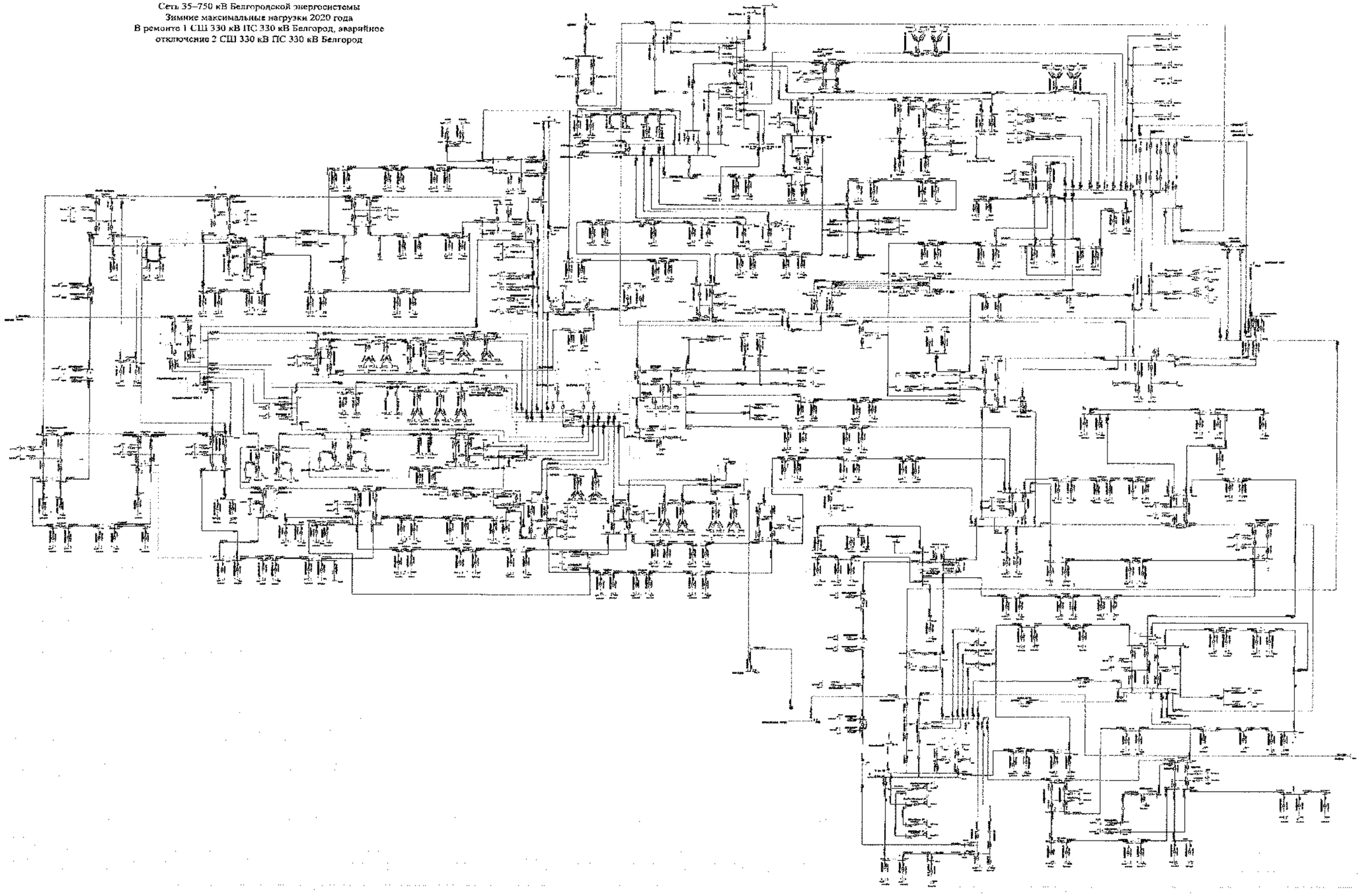
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



						3100-СИПР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схемы развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 года	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Д		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Зимний максимальный нагрузки 2020 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 68

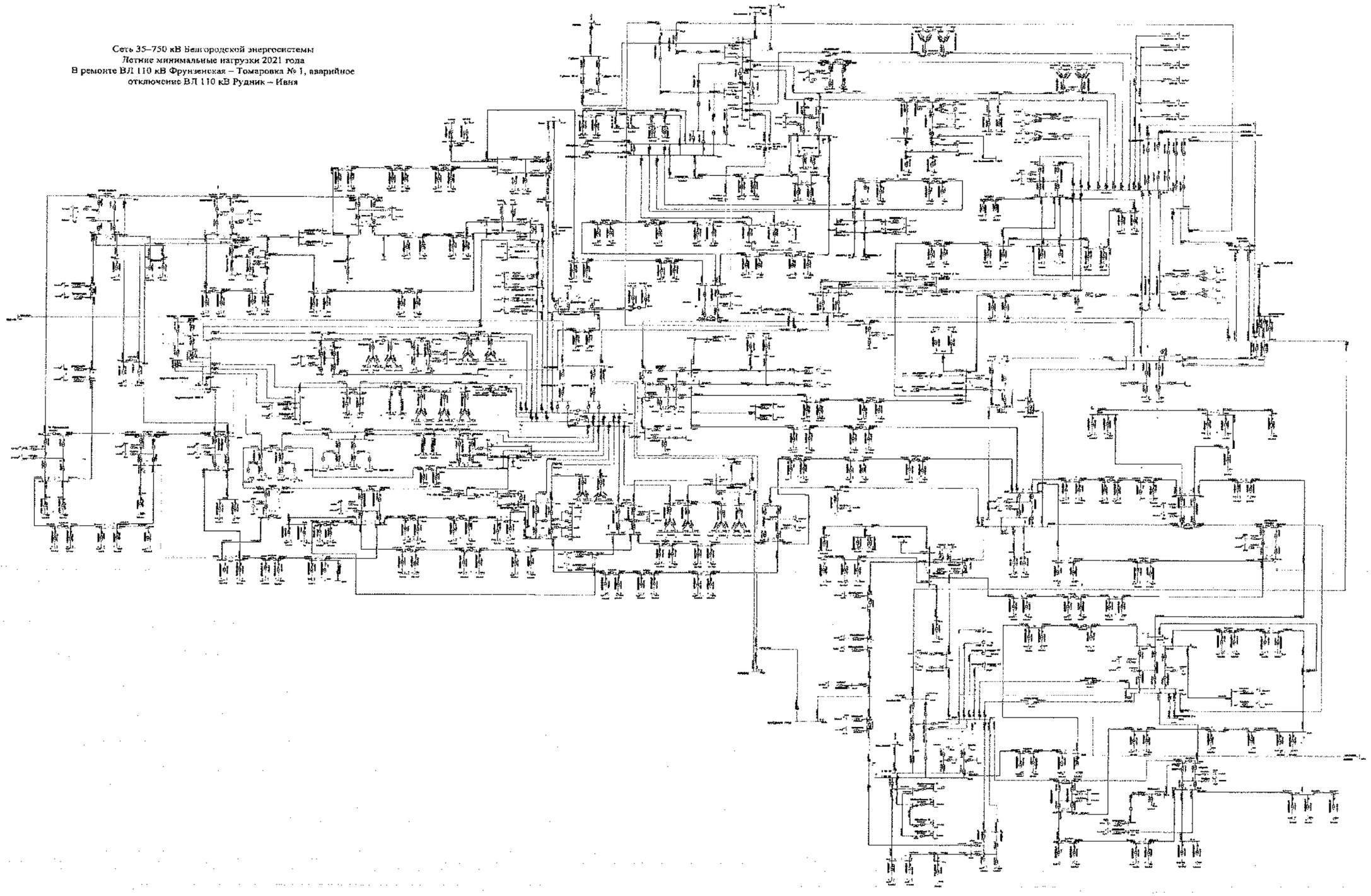
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2020 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							3100-ОИТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Схема к программе развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработчик							П		
Руководитель						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
						Зимние максимальные нагрузки 2020 года			

Схема 69

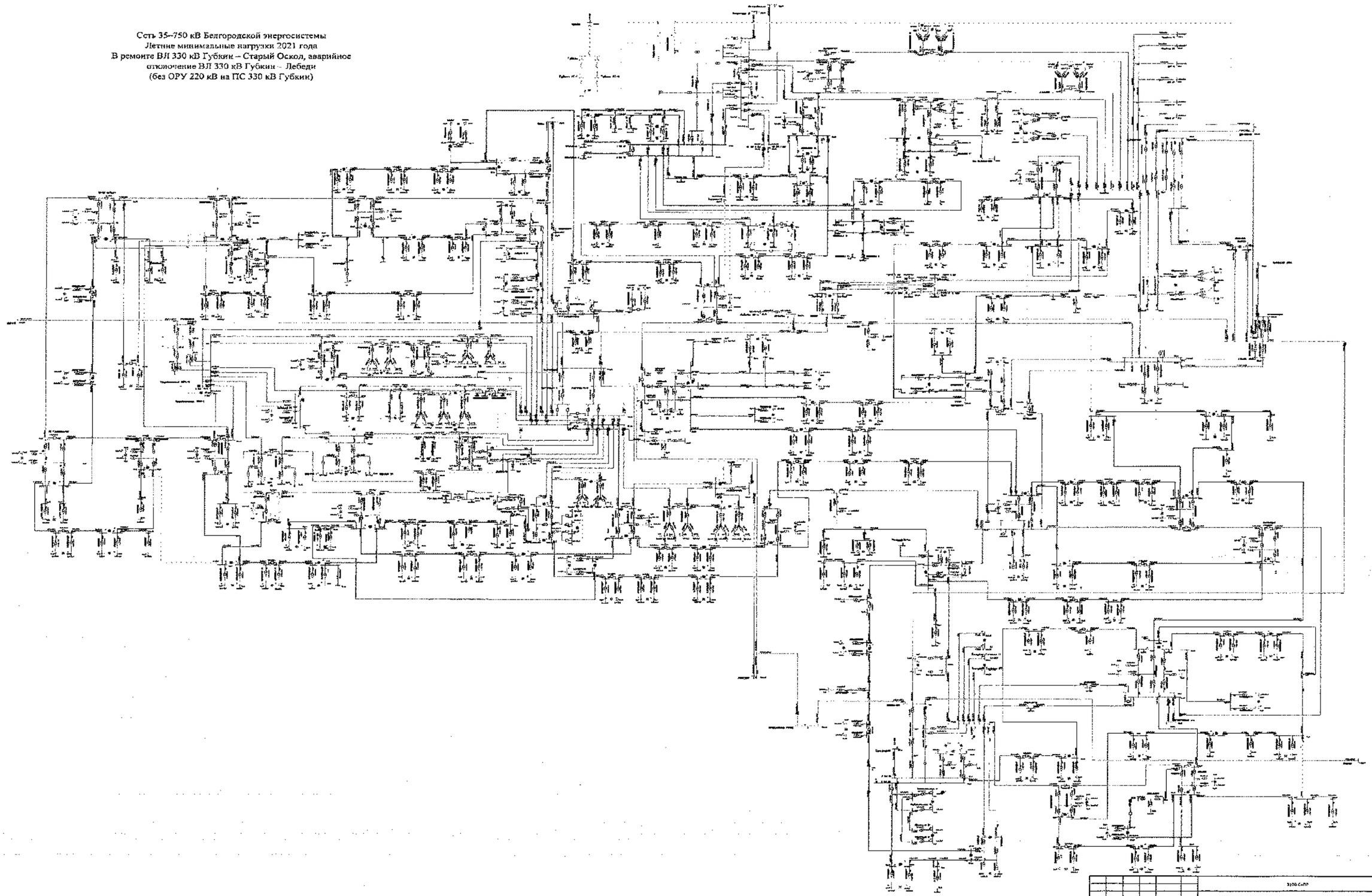
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



						3000-ОКР		
						Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2019-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние минимальные нагрузки 2021 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгоресурсы»	
Руководитель								

Схема 70

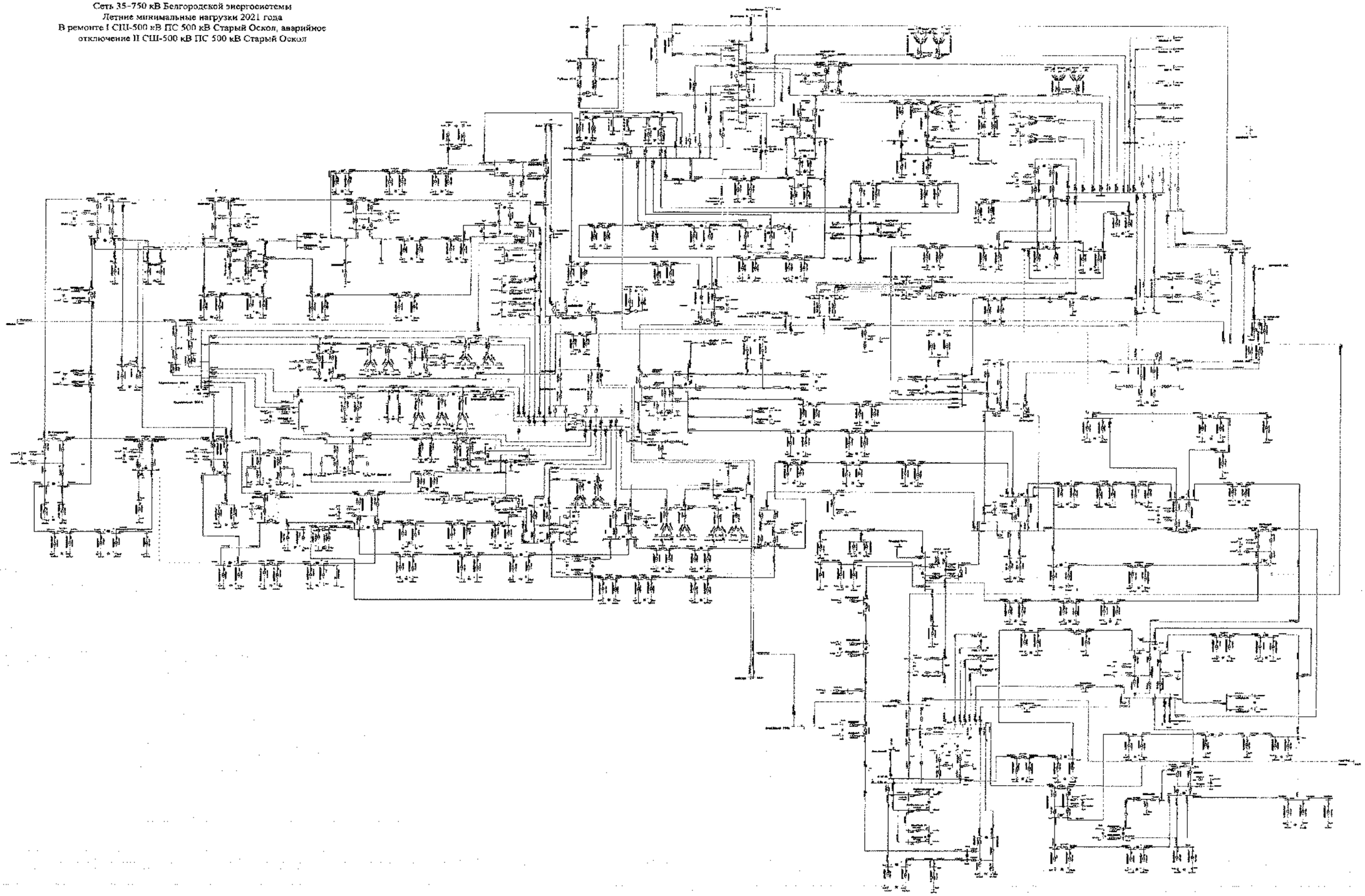
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							3100 СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на период до 2021 года 2023 2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	14	
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Летние минимальные нагрузки 2021 года	УПР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 71

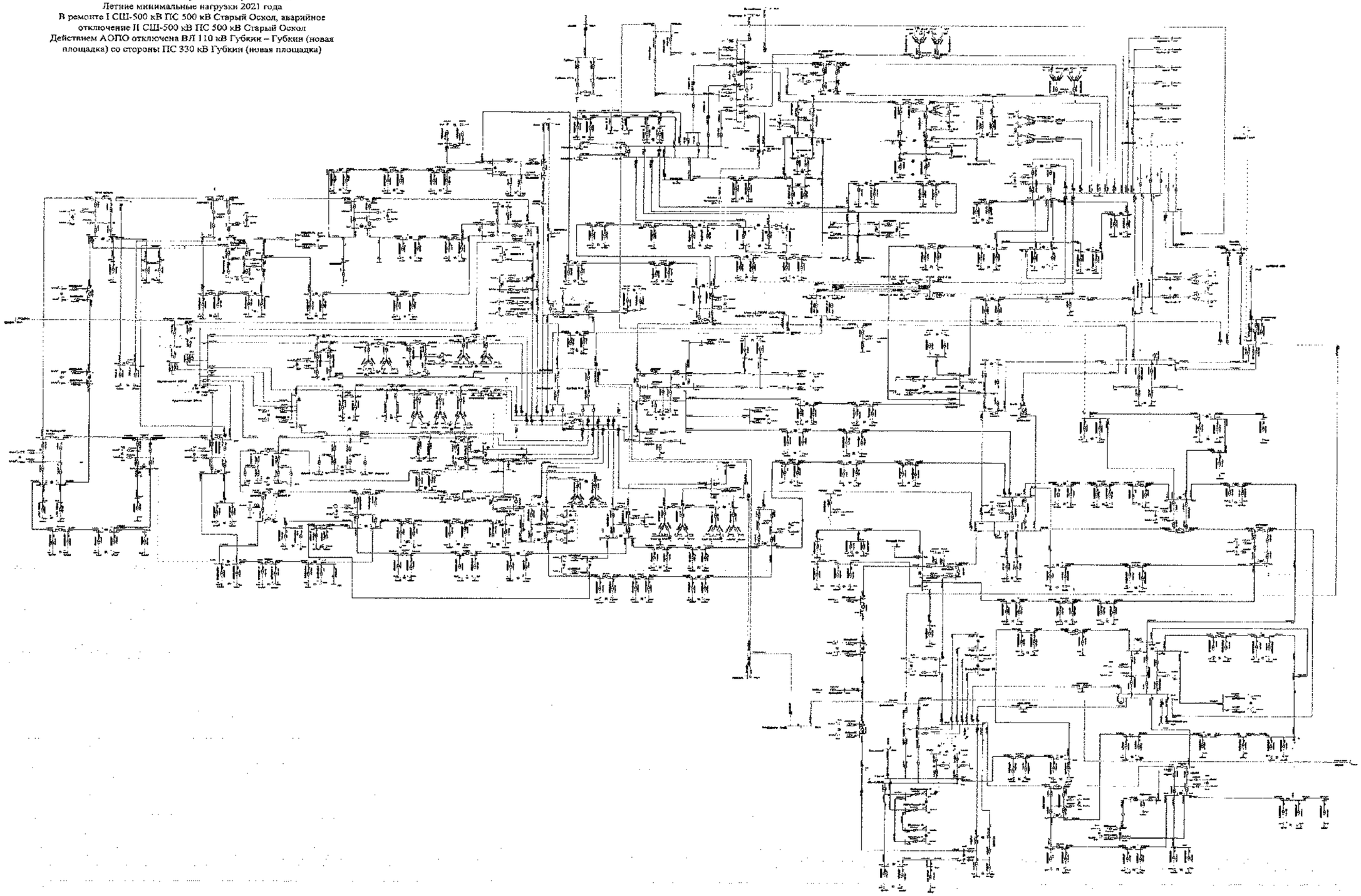
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						ЗАО «СПР»			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработчик						Схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2026 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после работы АОПО) Летние минимальные нагрузки 2021 года	УГР ф-лиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждаемый									

Схема 72

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							ПОВСЕМР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Сетевая и прогнозная характеристики электрических сетей Белгородской области на летний период 2021 года	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (текст работы АОПО). Летние минимальные нагрузки 2021 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 73

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки

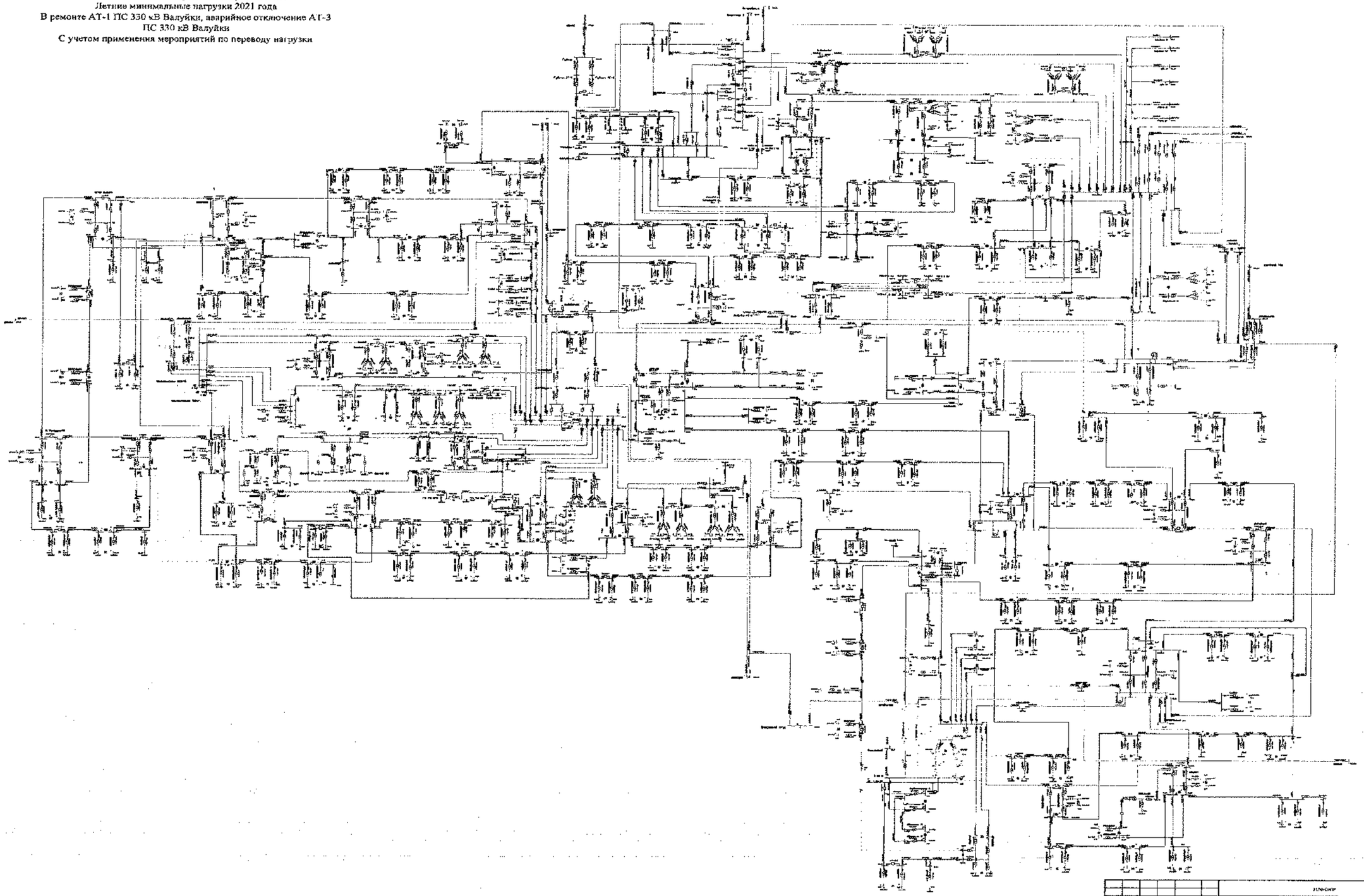
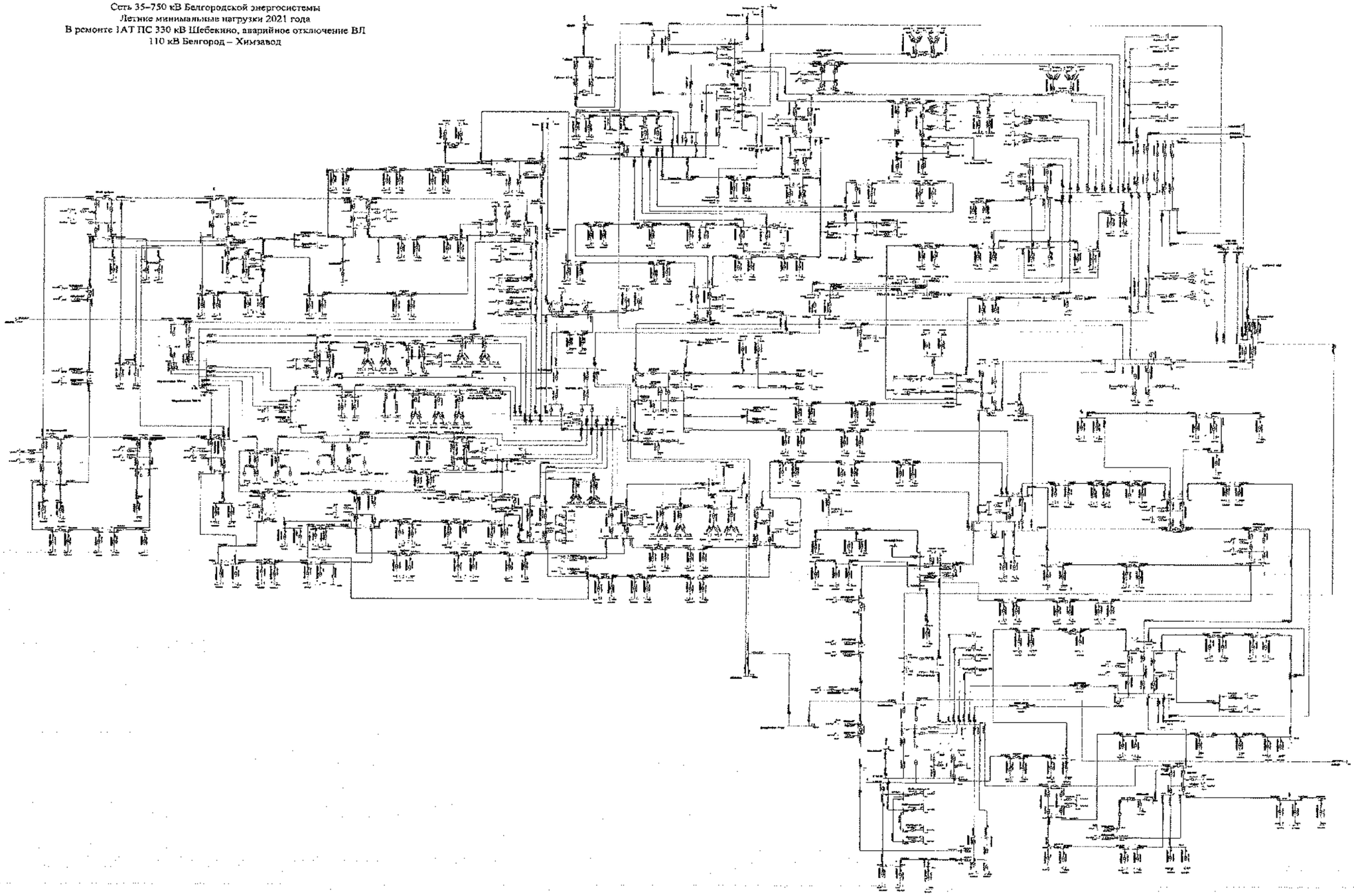


Схема 74

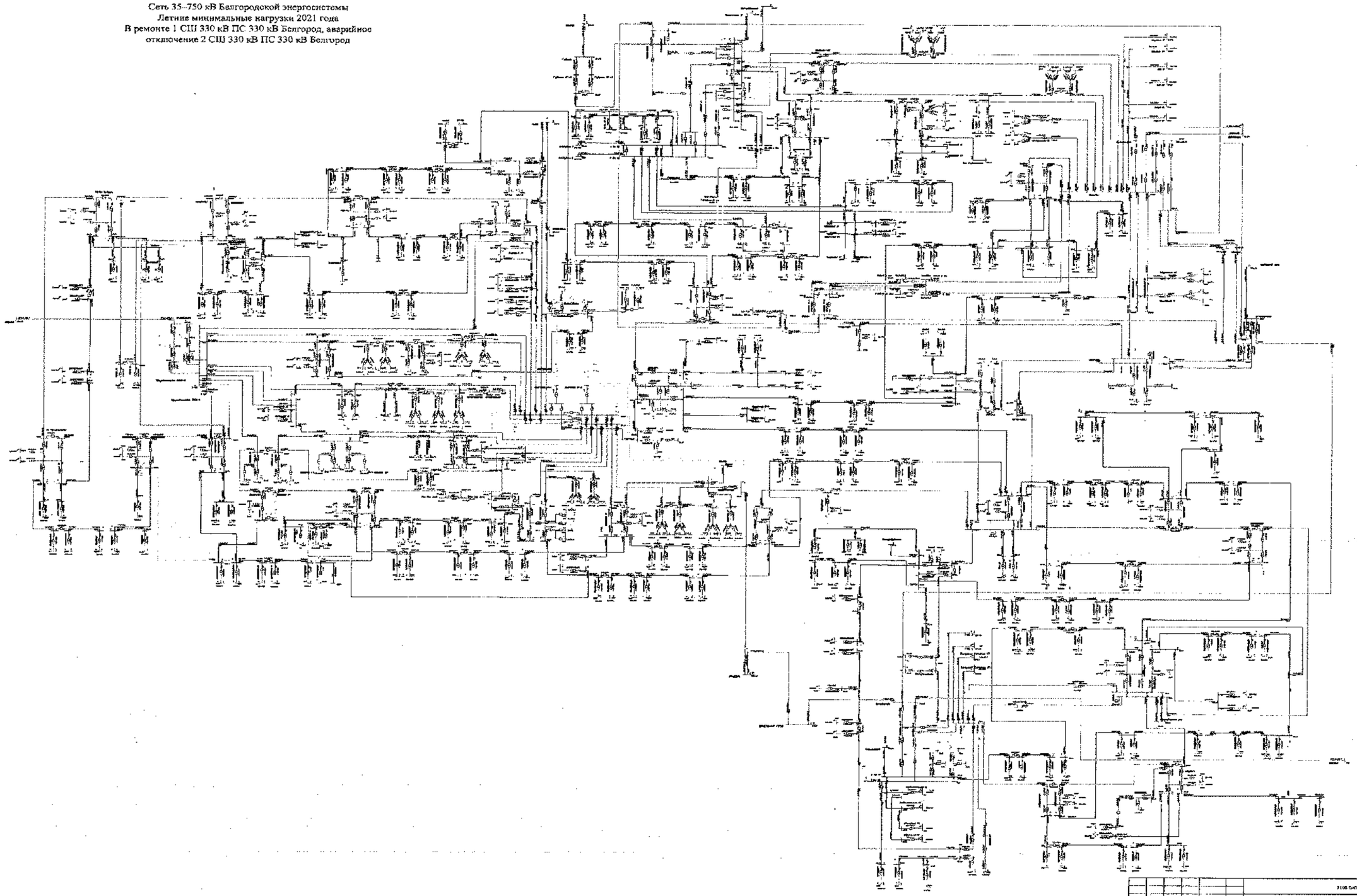
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



						УТВЕРЖДЕНА			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N0	Подпись	Дата				
Разработана						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Летние минимальные нагрузки 2021 года	УПР Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 75

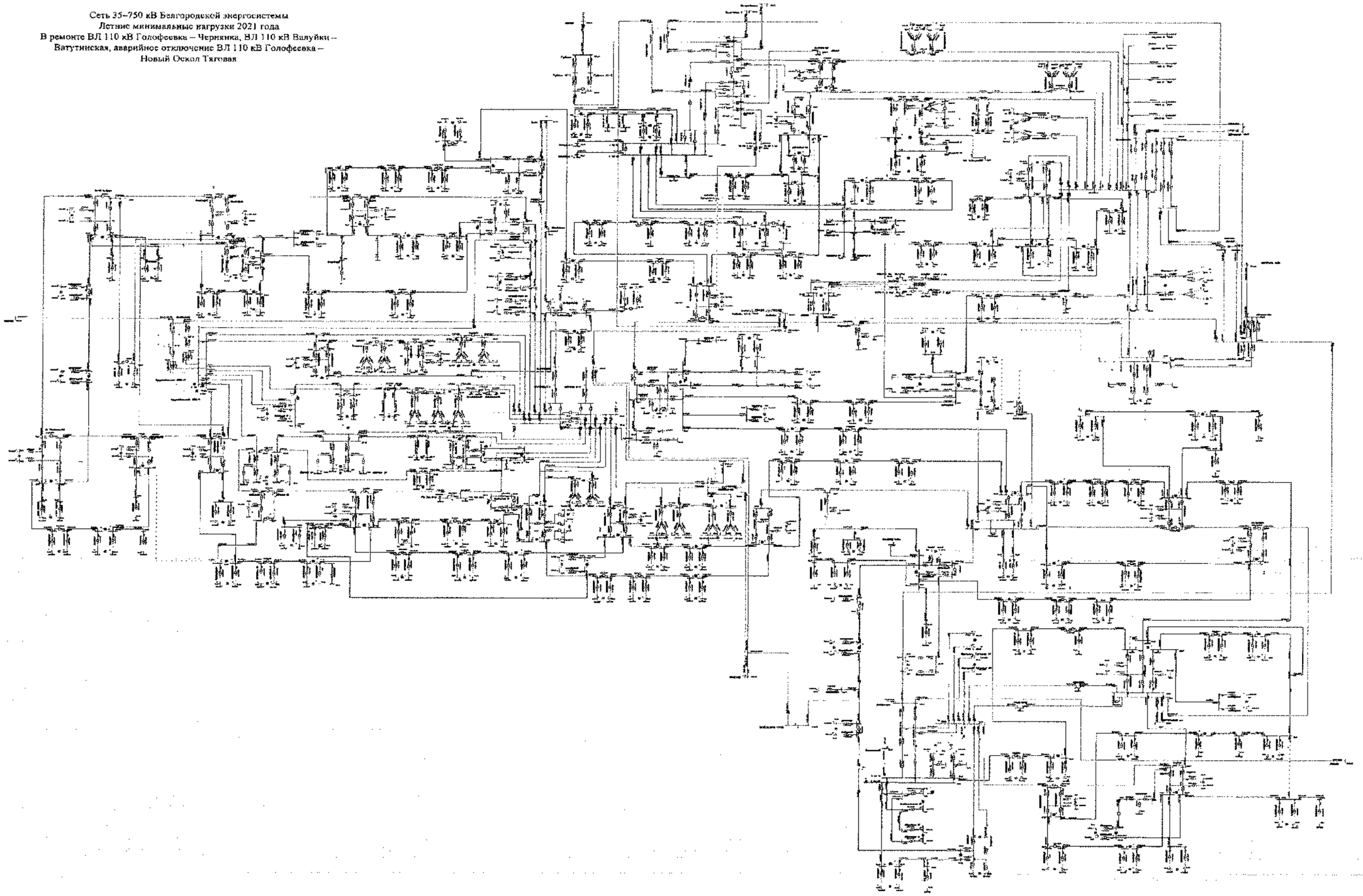
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							3106 СМР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработано						Сеть и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние минимальные нагрузки 2021 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждено									

Схема 76

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая



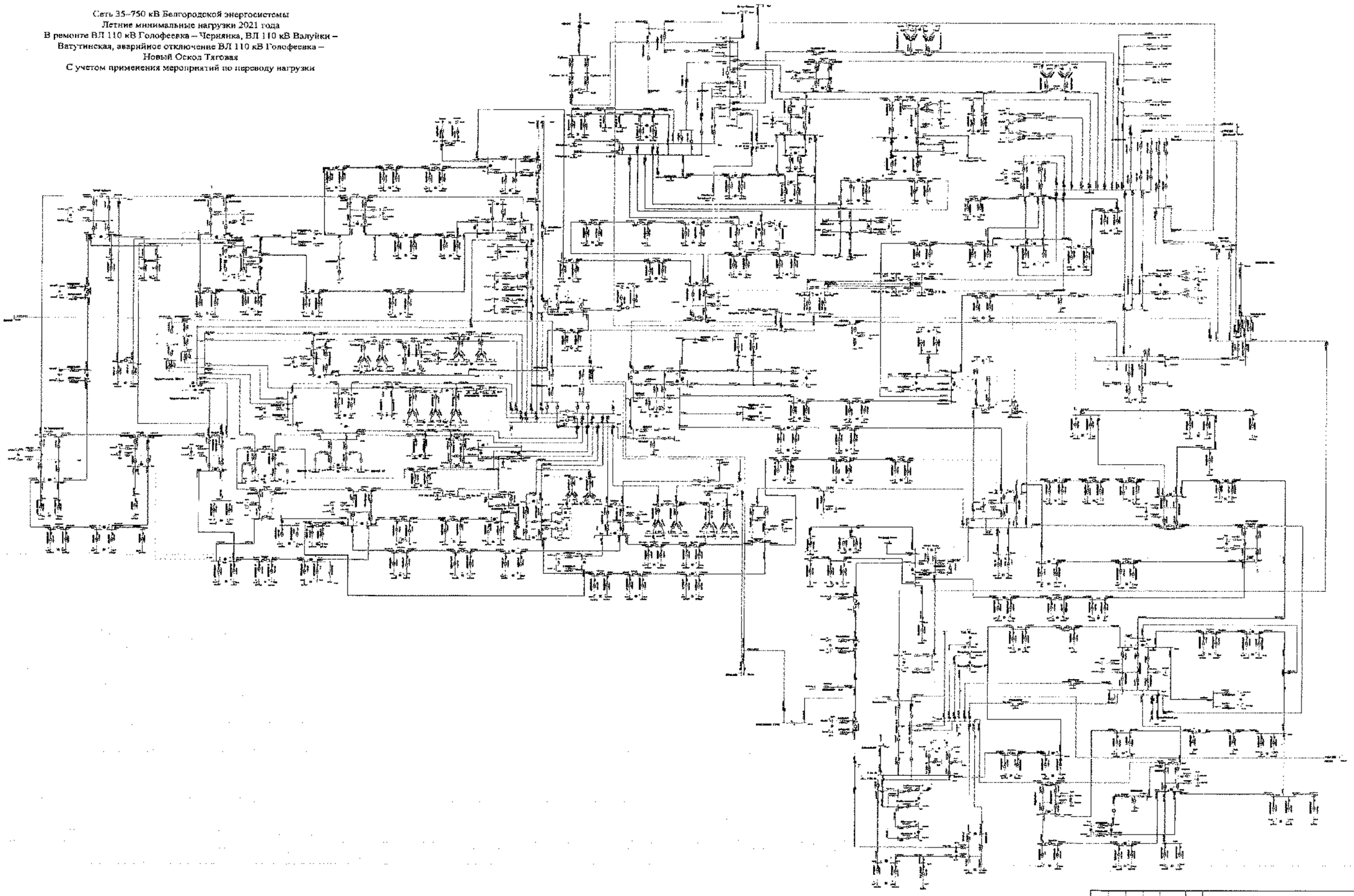
УПРО-СибГИ

Белгородская область

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Вариант: ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение № 114-А Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летний минимальный режим 2021 года	УПРО Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 77

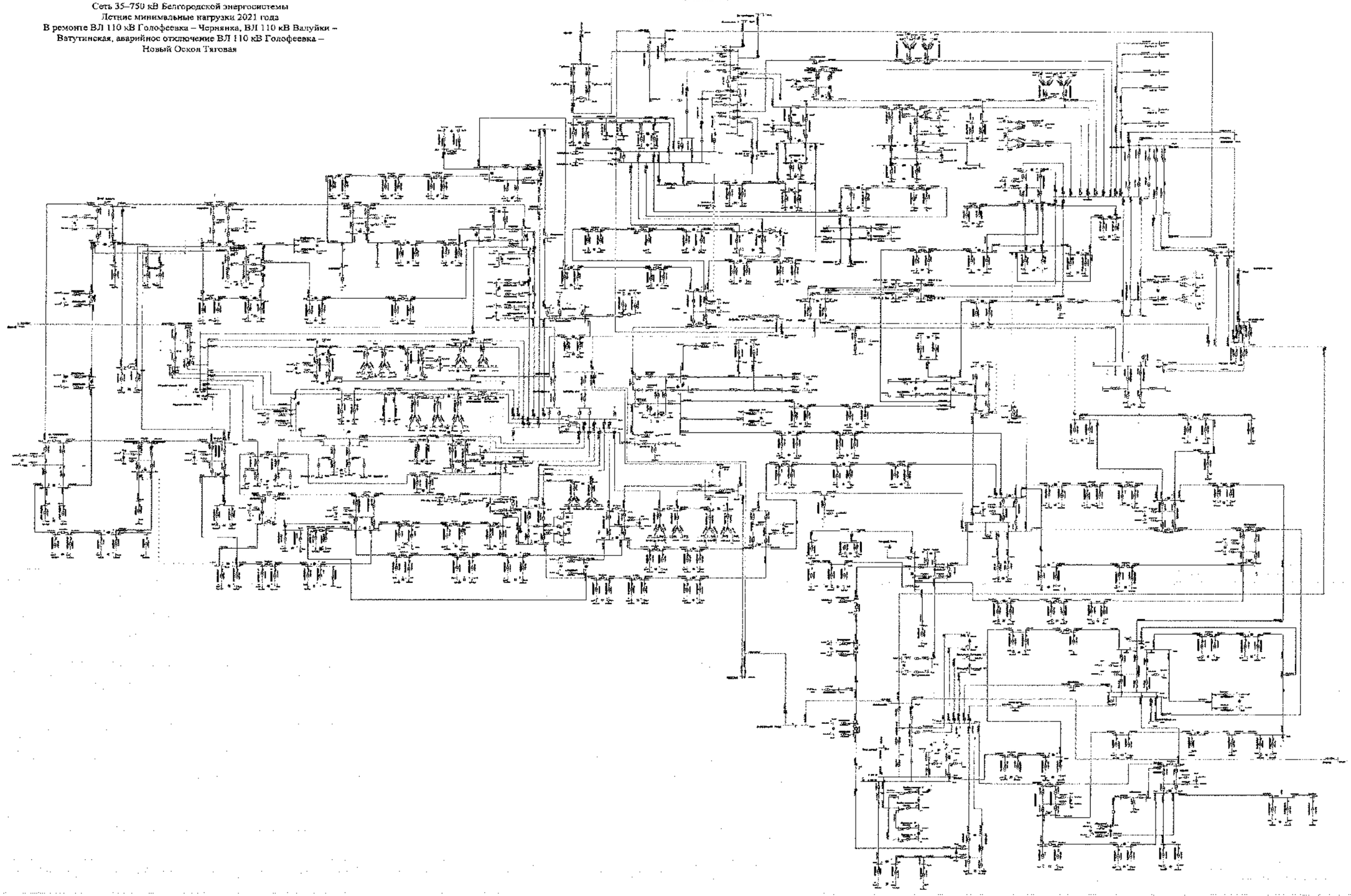
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3300-ЕНТР	
							Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2021 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белэнерго»		
Руководитель									

Схема 78

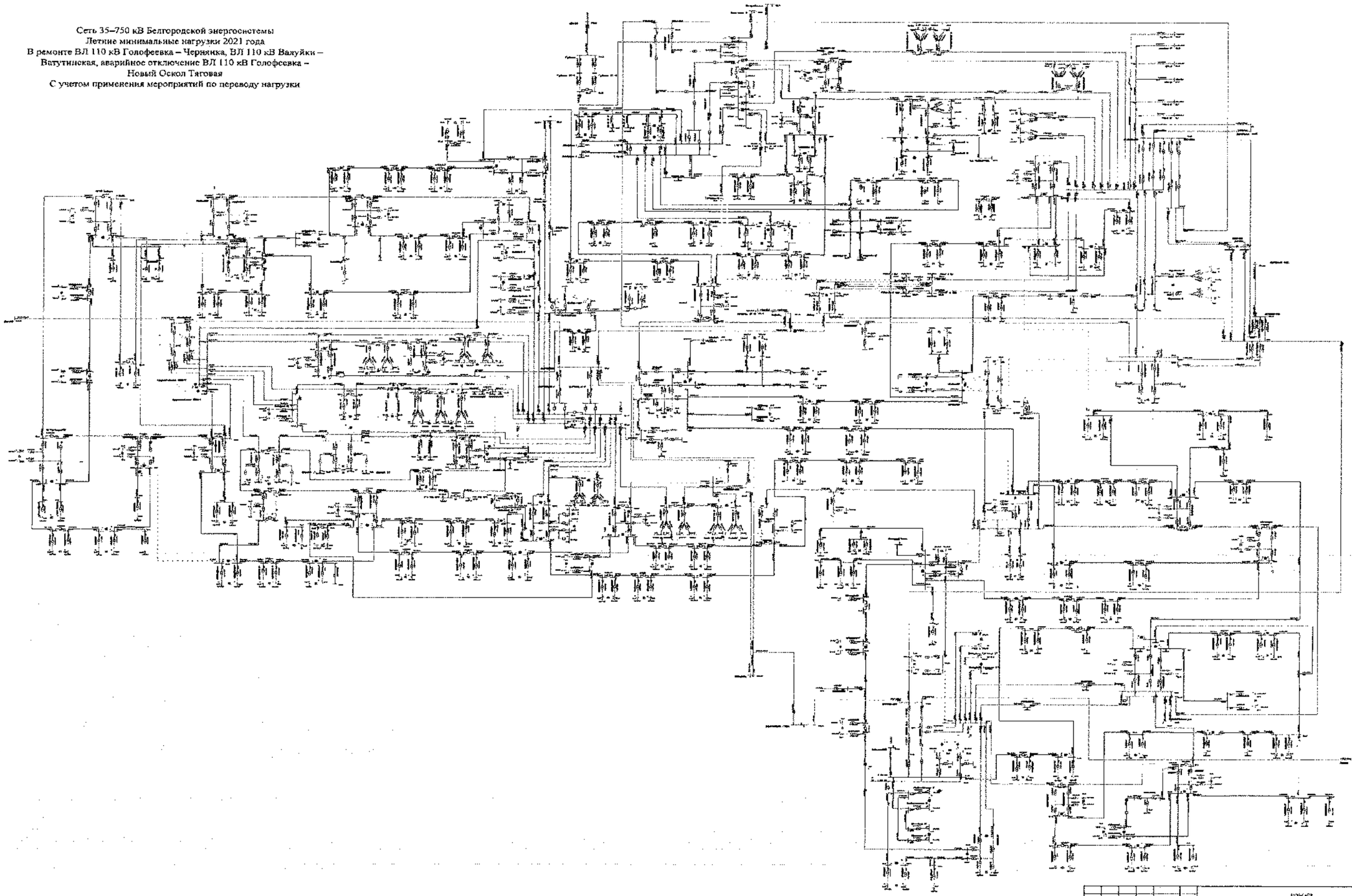
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая



							ЭТИ-СЦТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема в программном комплексе ретроспективы чертежей белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Вариант: ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2021 года	УТР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 79

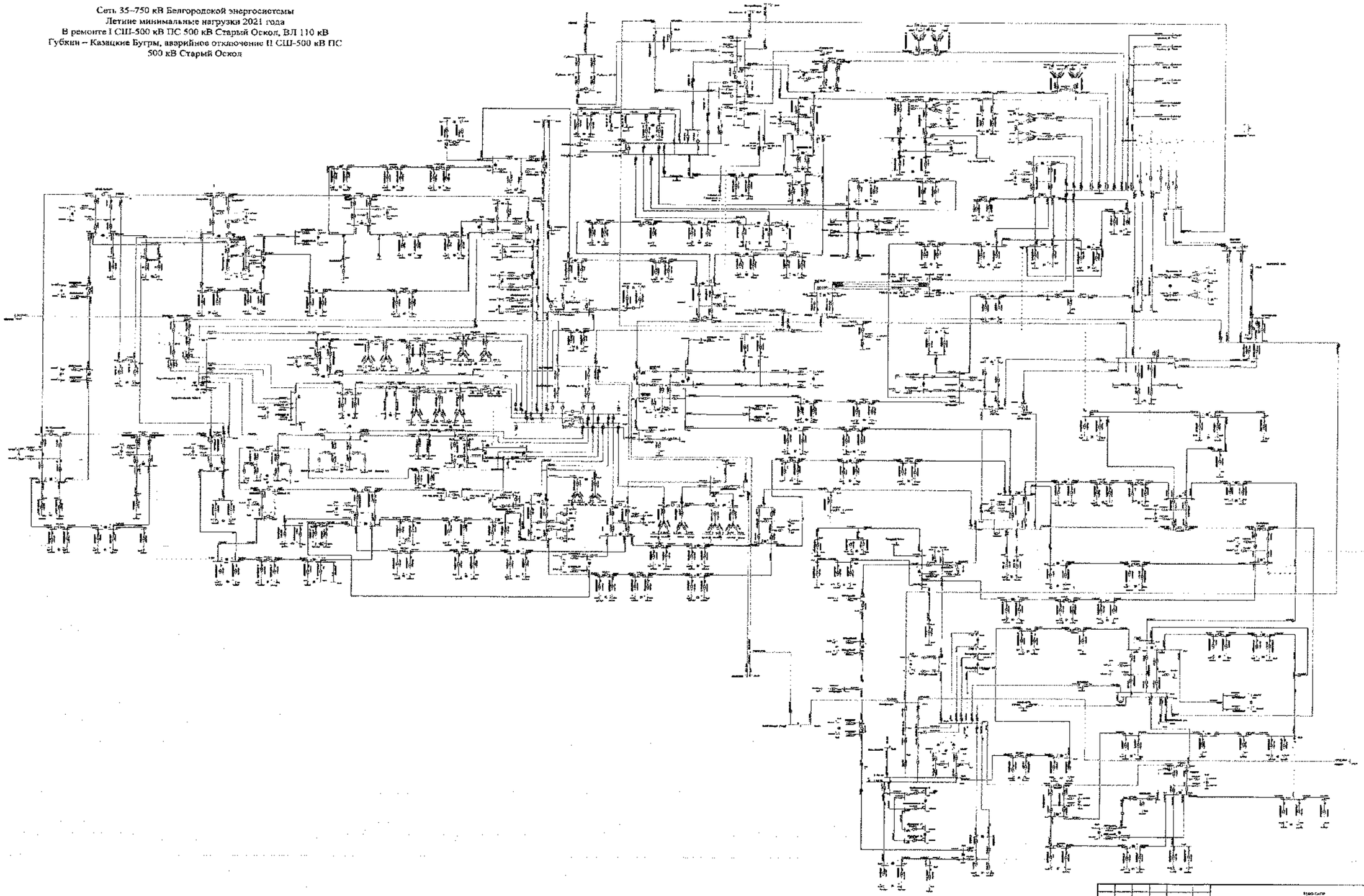
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							0150-ЭЛТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и развитие электрических сетей Белгородской области на летний период 2021 года	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Вариант: ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2021 года	УТР филиала ОАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 80

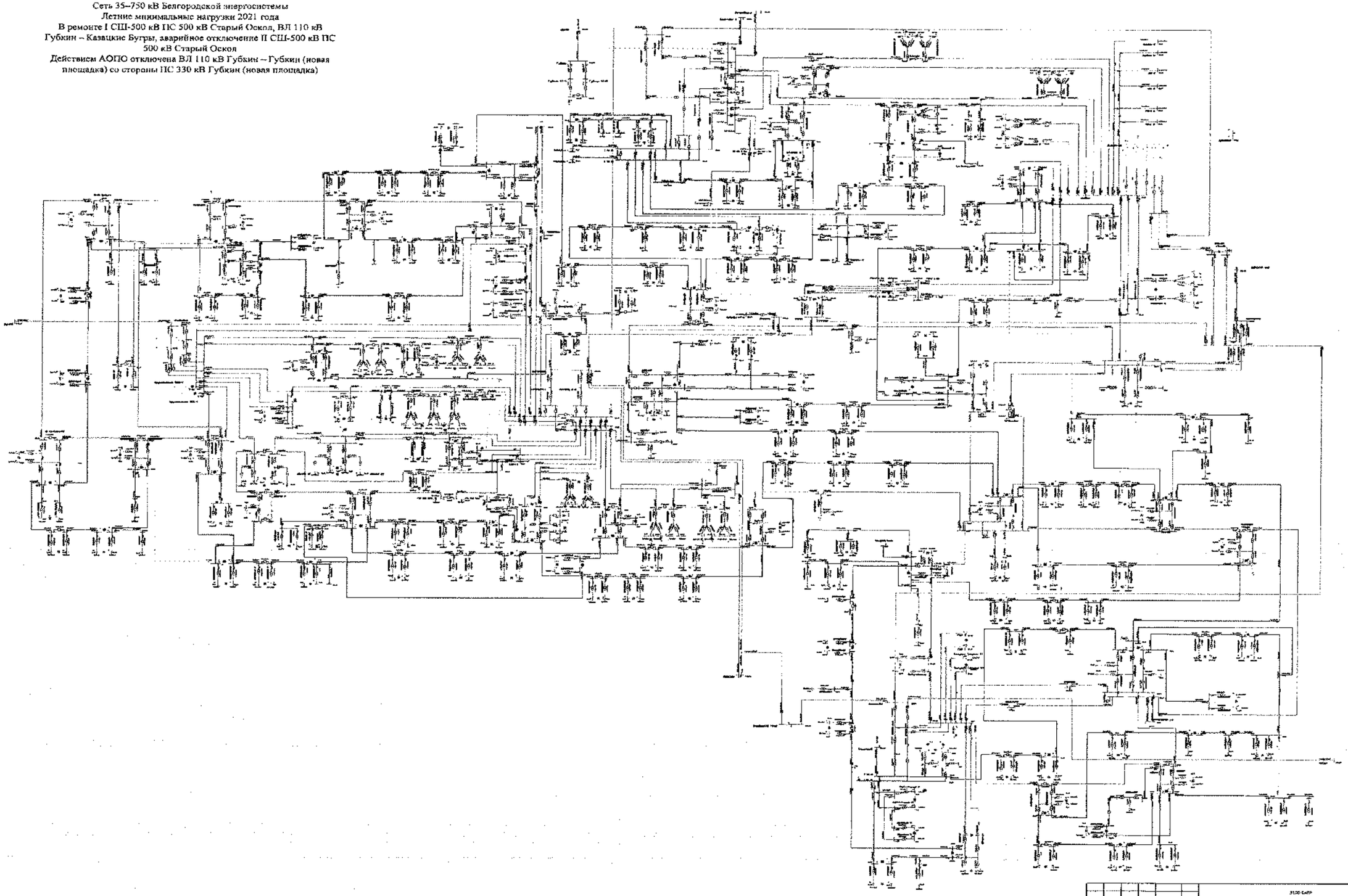
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



							ПЭМС-СИПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогноз развития электросетевого комплекса Белгородской области на летний период 2021-2026 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Летние минимальные нагрузки 2021 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 81

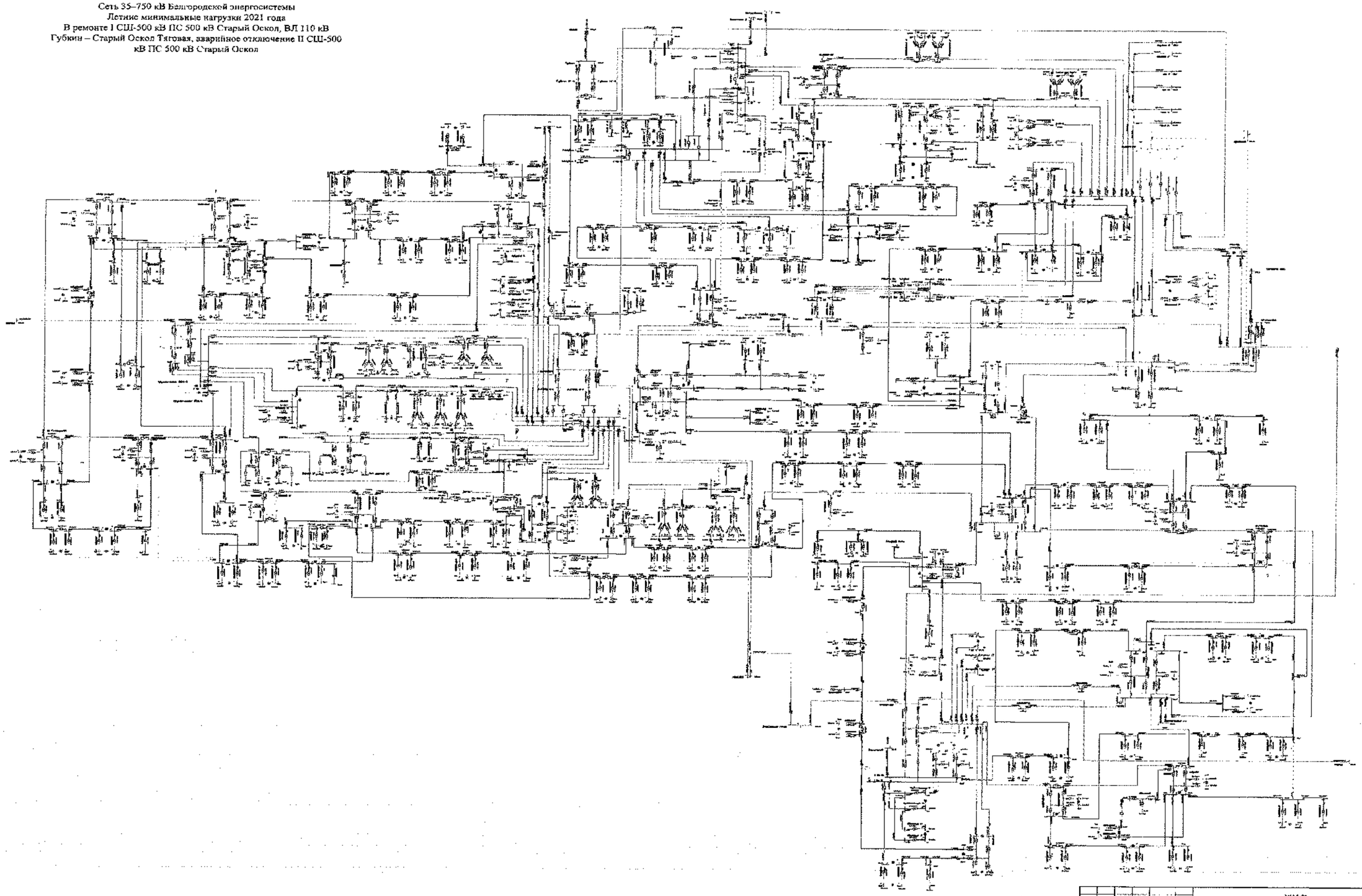
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							ЭЦРС-БИТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозные балансы электроэнергии Белгородской области на прогнозный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Гл. инж.									
Гл.						Фрагмент ПСД 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2021 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Ответ.исполн.									

Схема 82

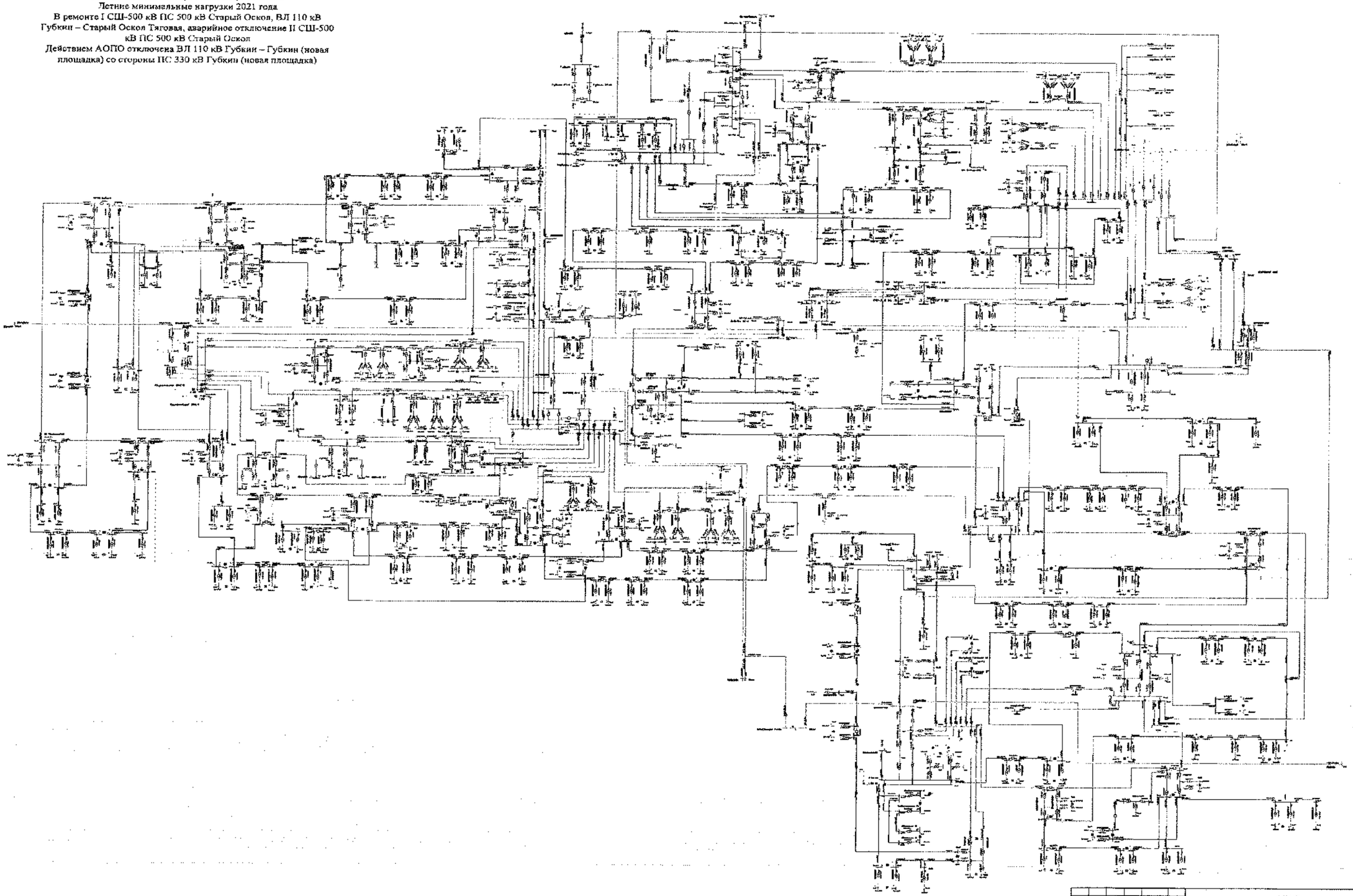
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500
кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							ЗАО "СиСТ"		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и топологическая расчетная электрическая сеть Белгородской области на период до 2021 года. 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Л		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2021 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 83

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



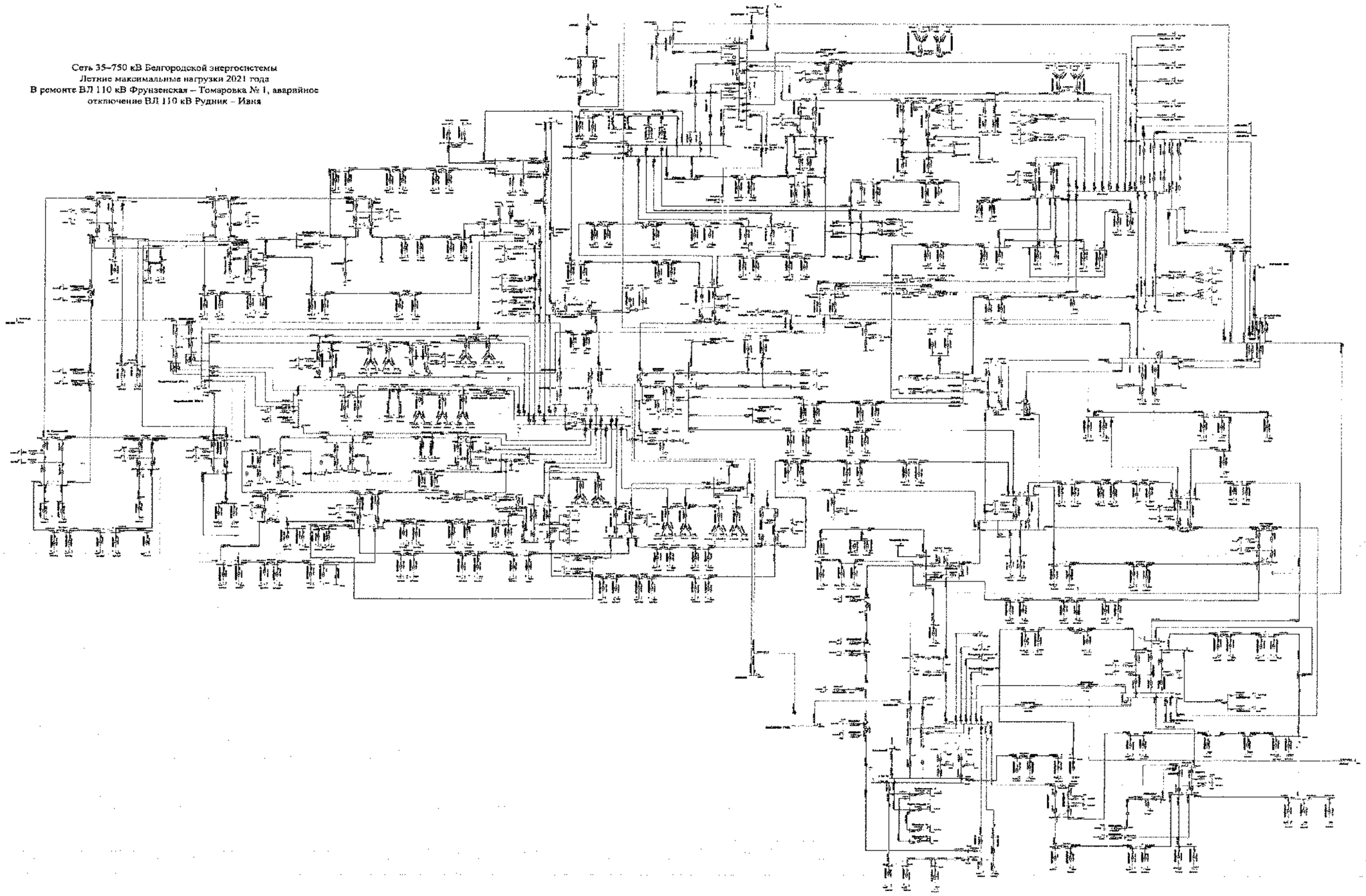
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и прогнозные балансы мощности Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил									
Гл. инженер							II		
Утв.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2021 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Нормоконтролер									

ЗАО «СЫТИ»

Белгородская область

Схема 84

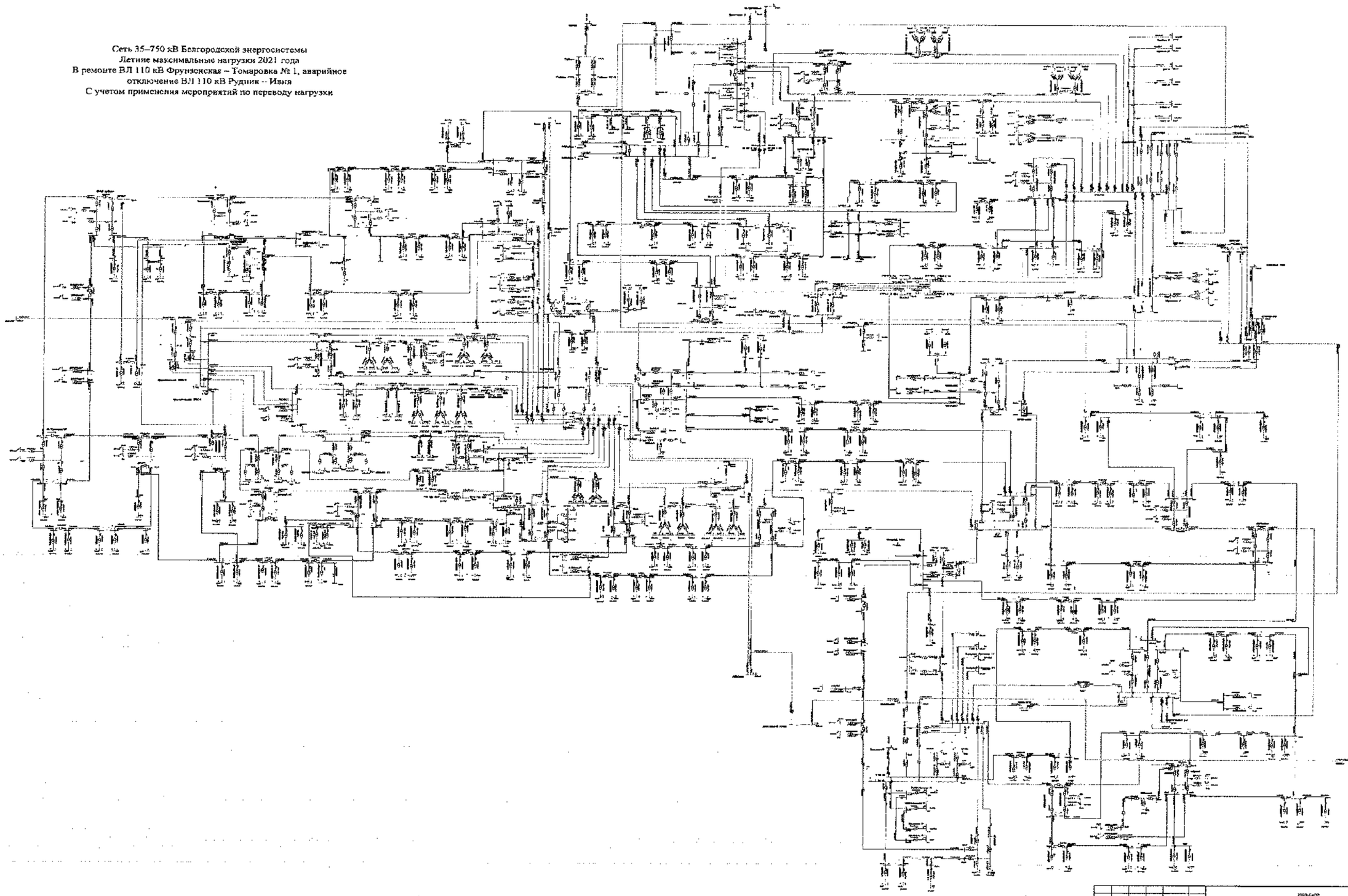
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							1500-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата	Схема и прогнозные режимы электроэнергетики Белгородской области на летний период 2017-2021 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							Р		
Проверил						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2021 года	ИТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Н. контр.									
ГИП									
Руководитель									

Схема 85

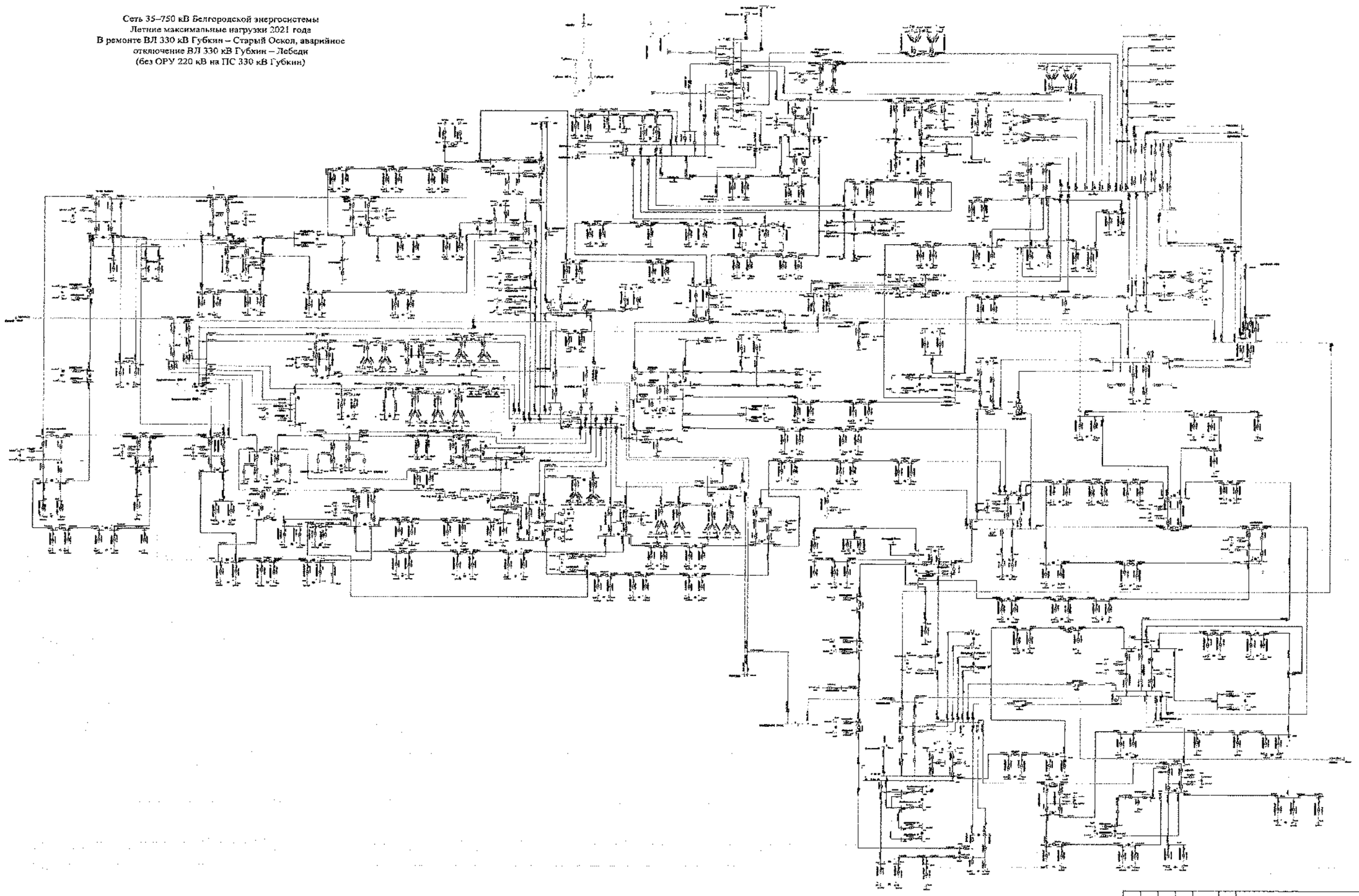
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							2020-СибТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на выделенный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Я		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 220 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2021 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Начальник отдела									

Схема 86

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



								3120-СибР		
								Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата	Сеть и прогнозы развития электросетей на территории Белгородской области на пятилетний период 2012-2016 годы		Стадия	Лист	Листов
Разработал								Т	26	
Проверил										
Н. контр.										
ГИП										
Руководитель										

В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Летние максимальные нагрузки 2021 года

УТВ филиал ОАО «ФСК ЕЭС» «Белгородский»

Схема 87

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

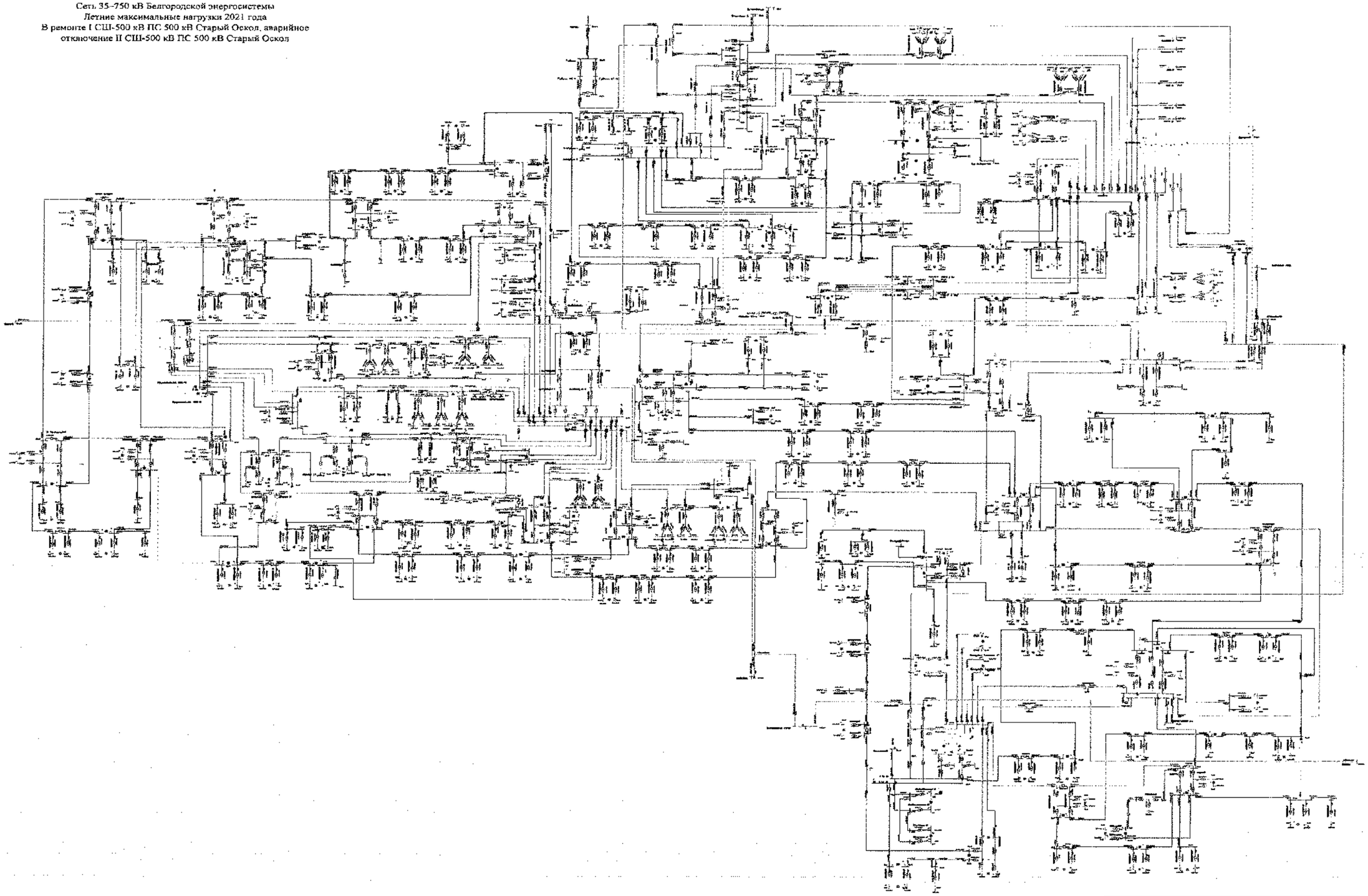
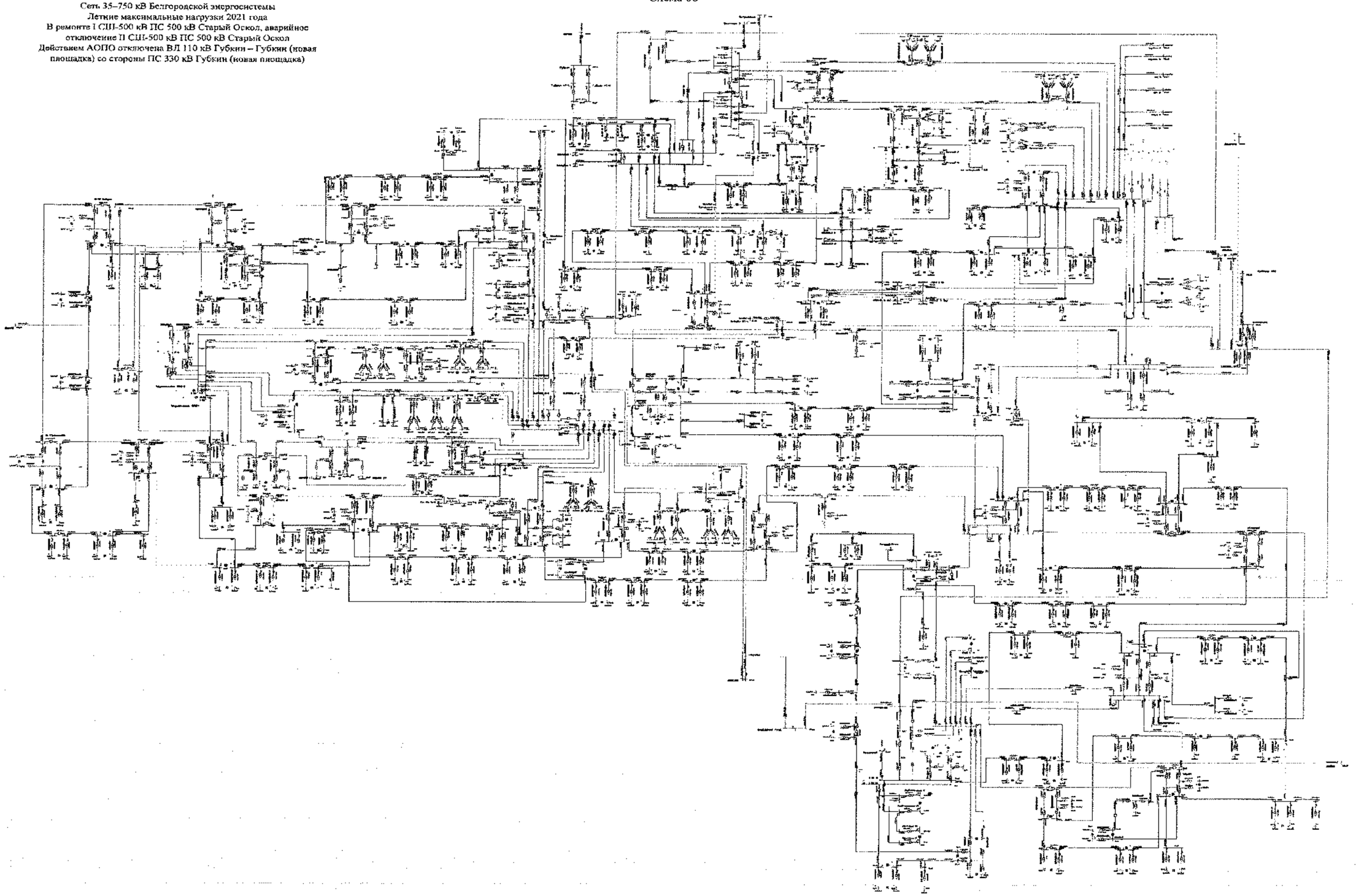


Схема 88

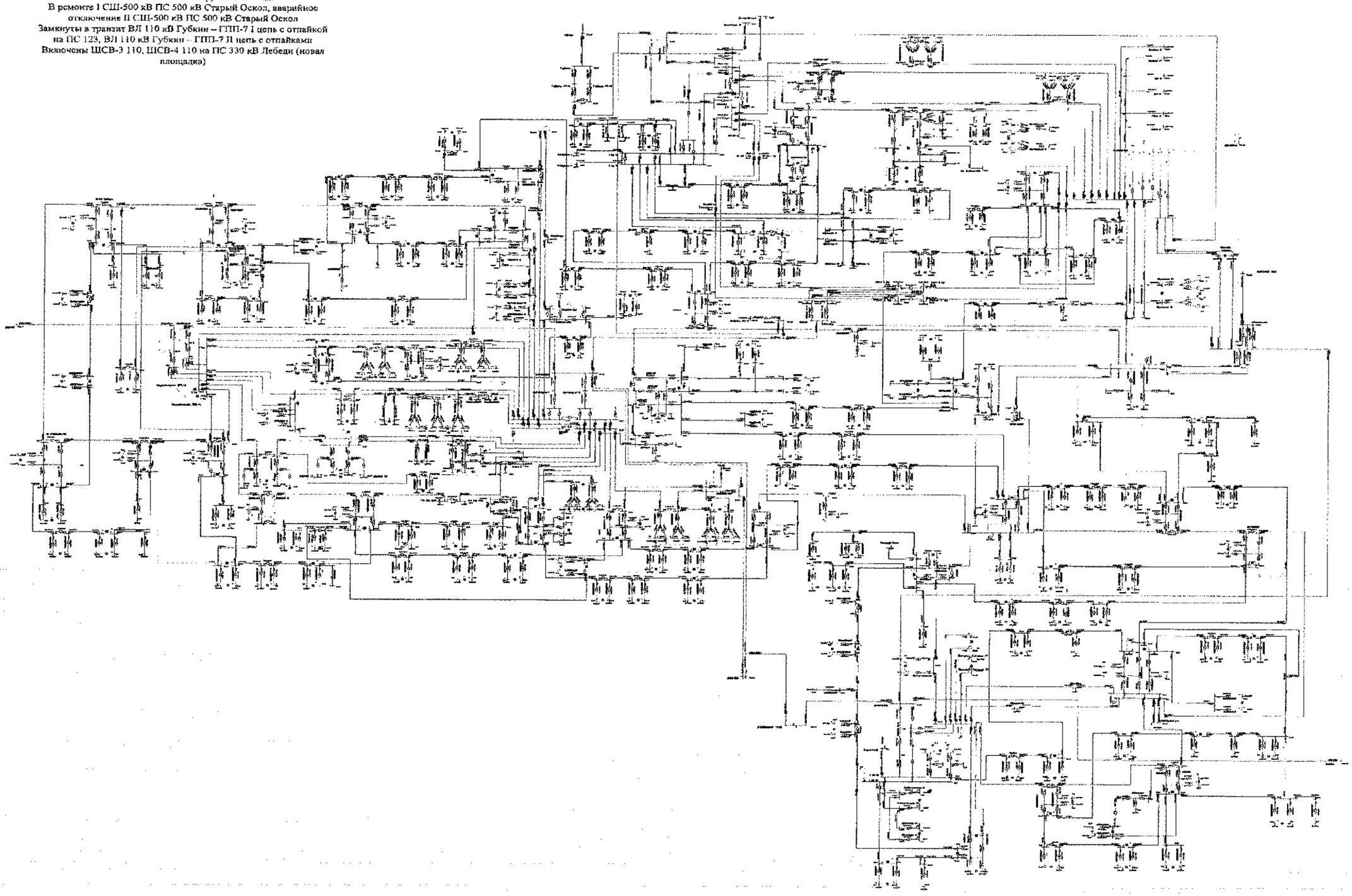
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							0200-СхПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата	Схема развития электроэнергетики Белгородской области на весенний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							Р		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Утвердил									
						В эксплуатации: ПС 500 кВ ПС 330 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (работа АОПО) Летние максимальные нагрузки 2021 года	ИТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		

Схема 89

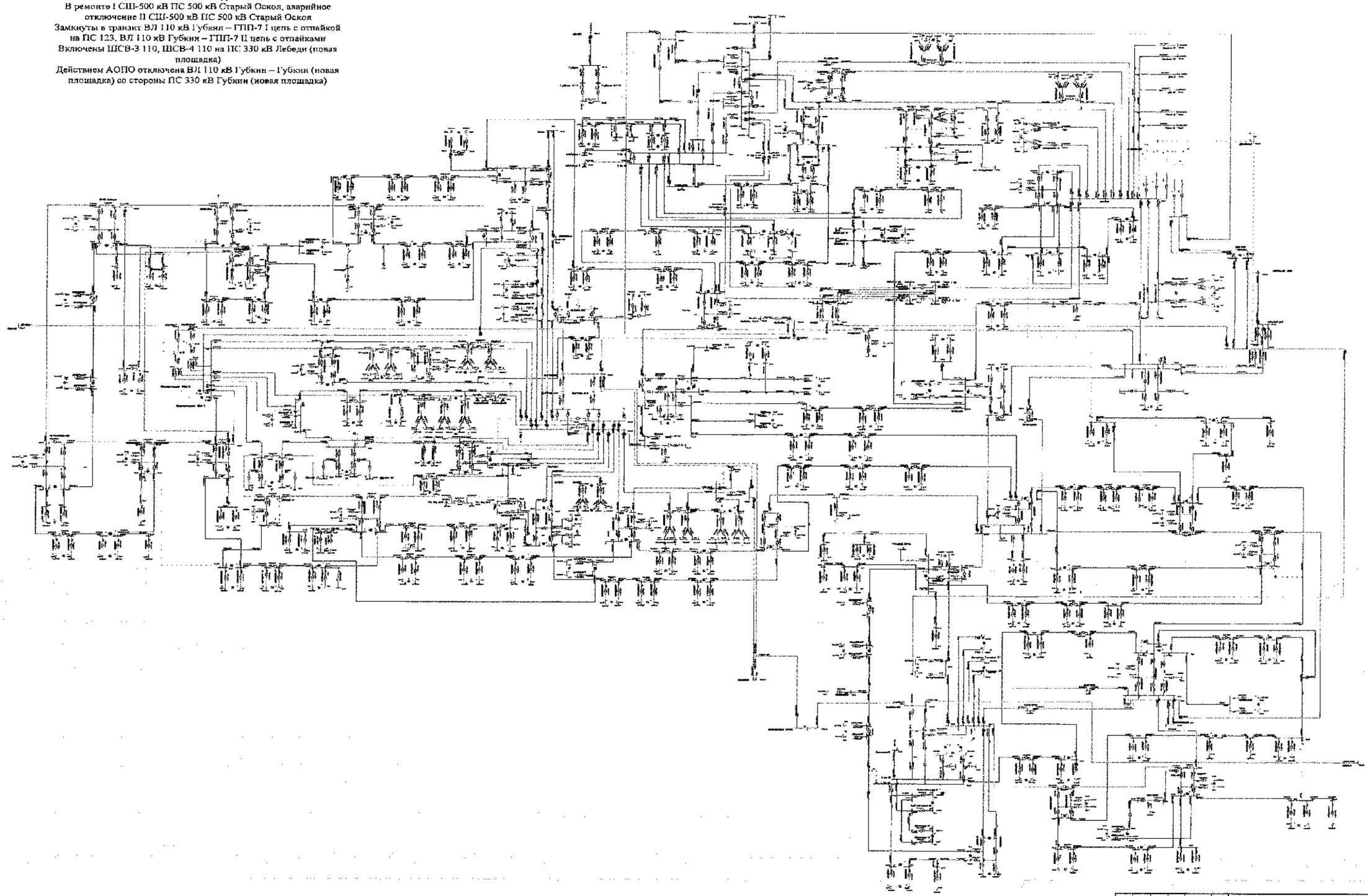
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	3150-С-07			
Разработал						Белгородская область			
Проверил						Схема территориальных электросетей Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Н. контр.							П		
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после работы АВР) Летние максимальные нагрузки 2021 года	УПР филиала ОАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

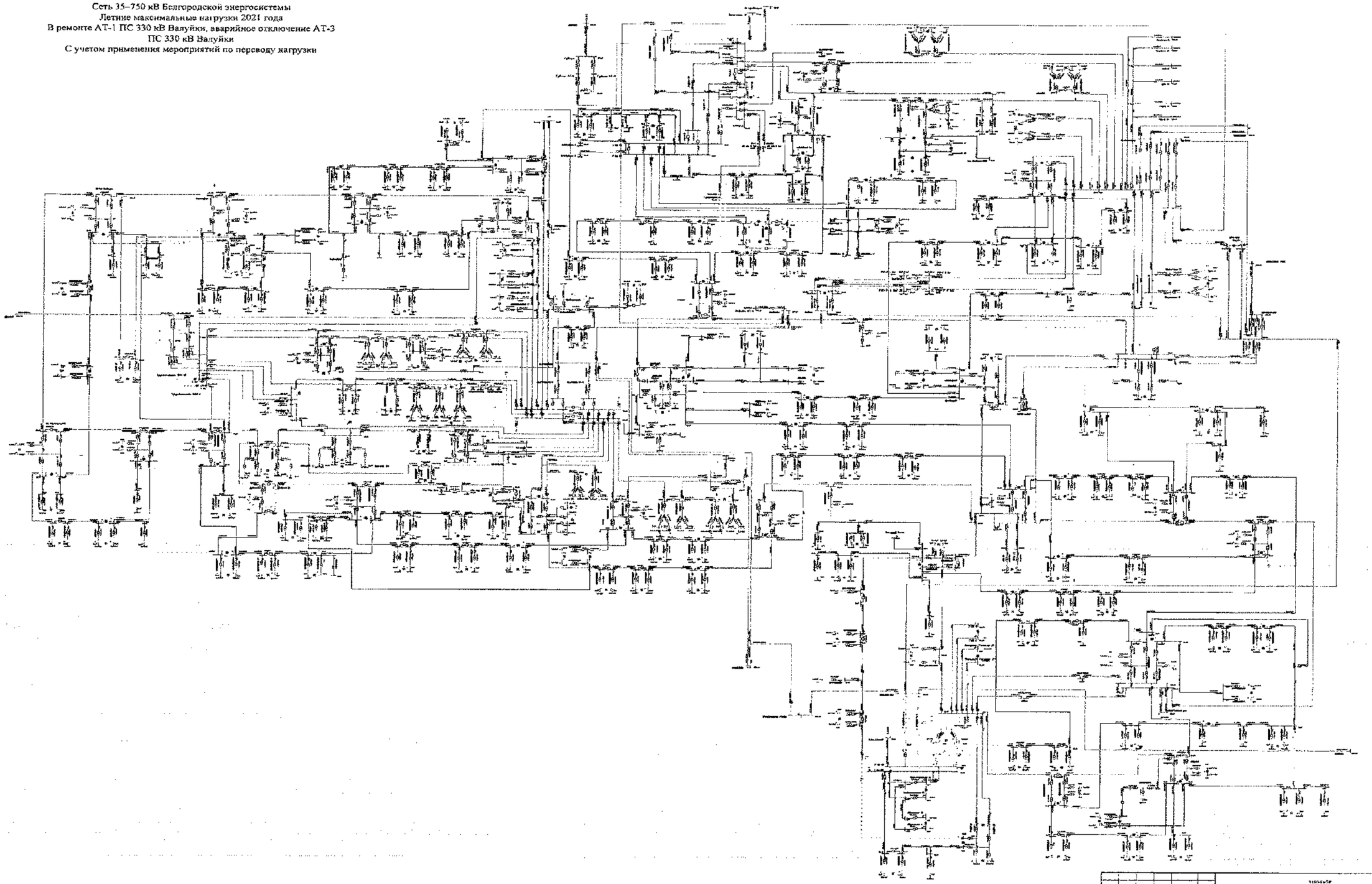
Схема 90



							2100-СМЭ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2019-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
ГИП						В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после действия АОПО). Летние максимальные нагрузки 2021 года	УПТ Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 91

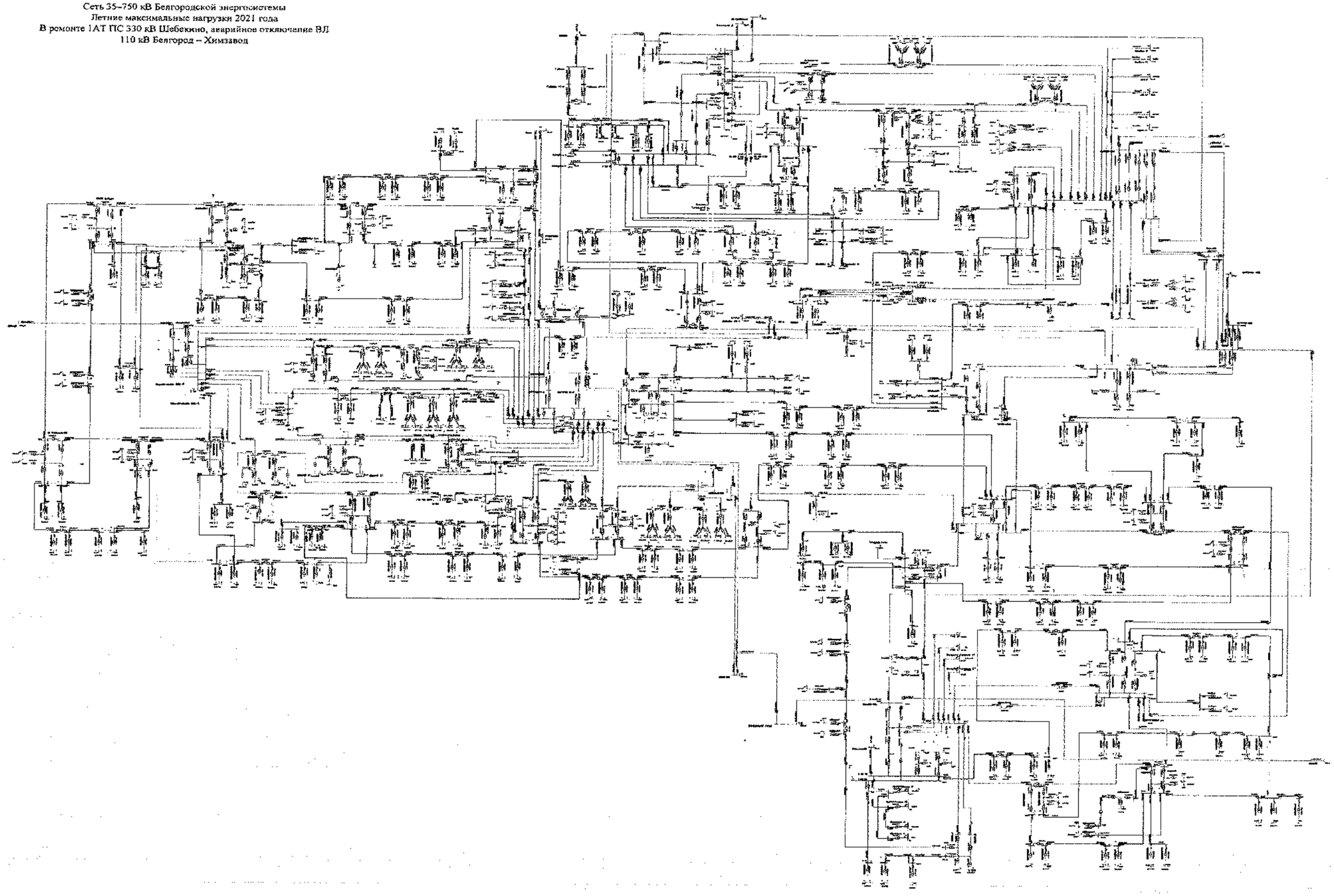
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



						1150-ЕиПР		
						Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и программа развития электрических сетей Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние максимальные нагрузки 2021 года	АО "Институт по проектированию электрических сетей и электроустановок" ("ОАО "МРСК Центра - "Белгородэнерго")		
Утверждил									

Схема 92

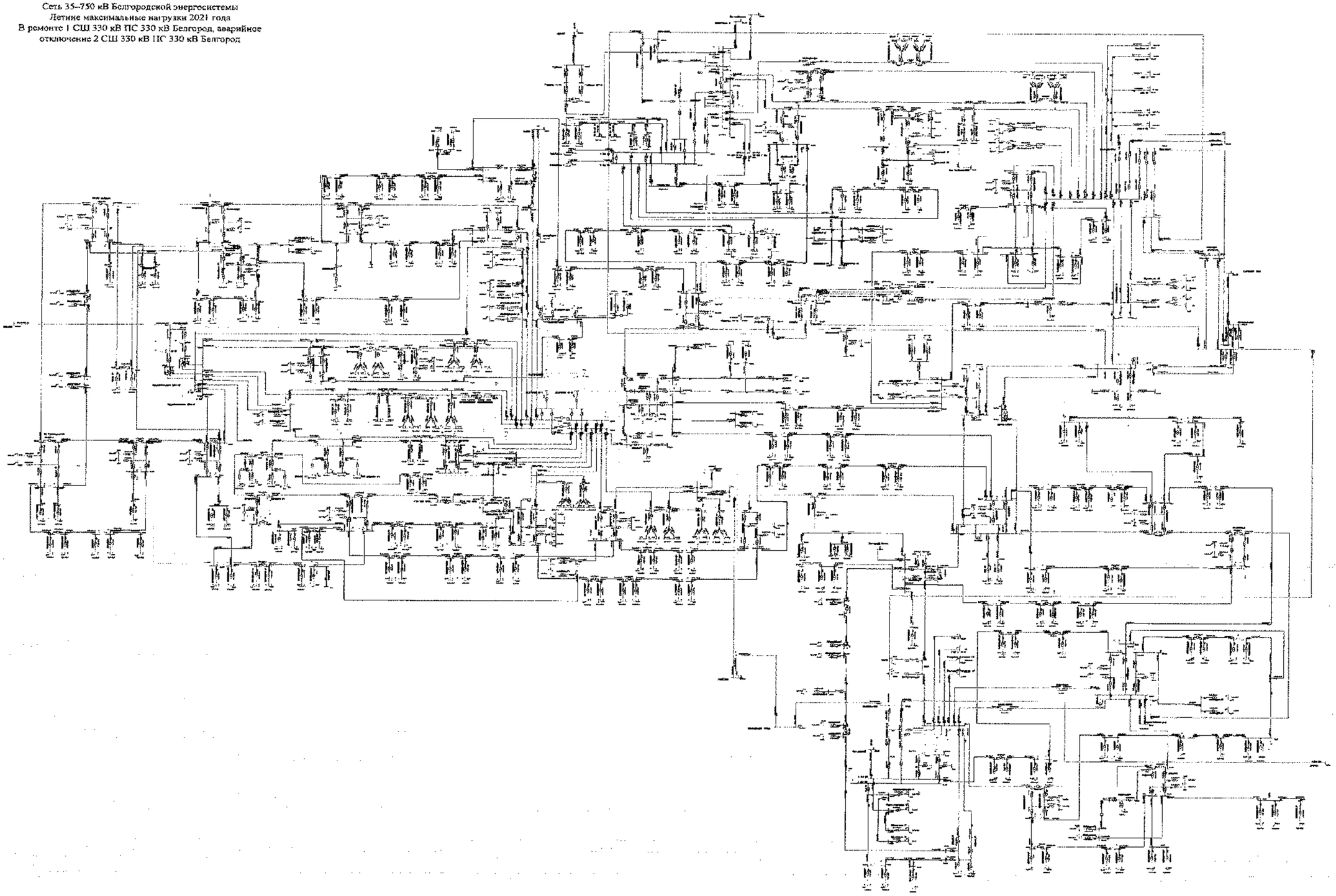
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							330-СетР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и чертежи развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Летние максимальные нагрузки 2021 года	УЭР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 93

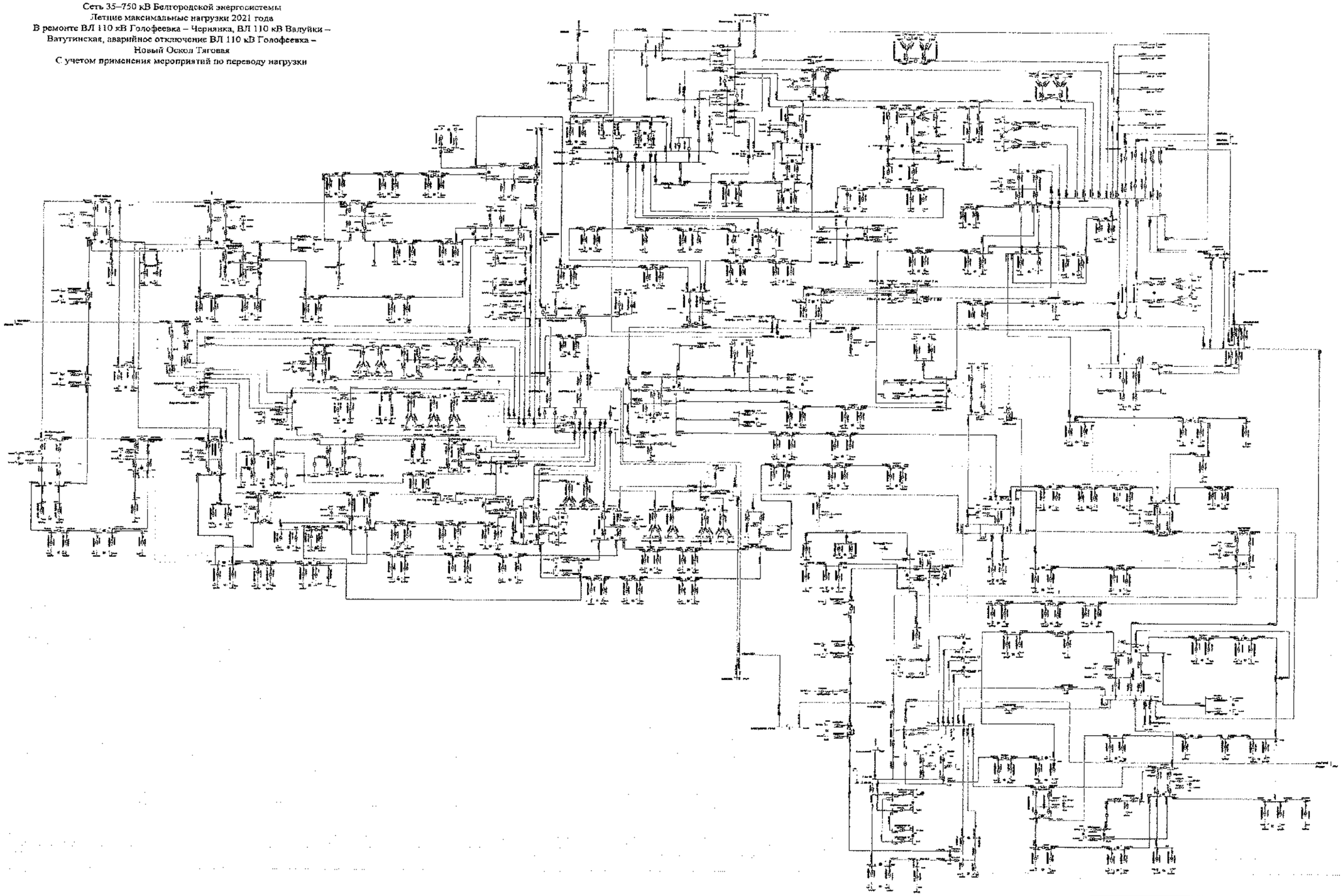
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



						3100 СМТР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития единой электроэнергетической Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние максимальные нагрузки 2021 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 94

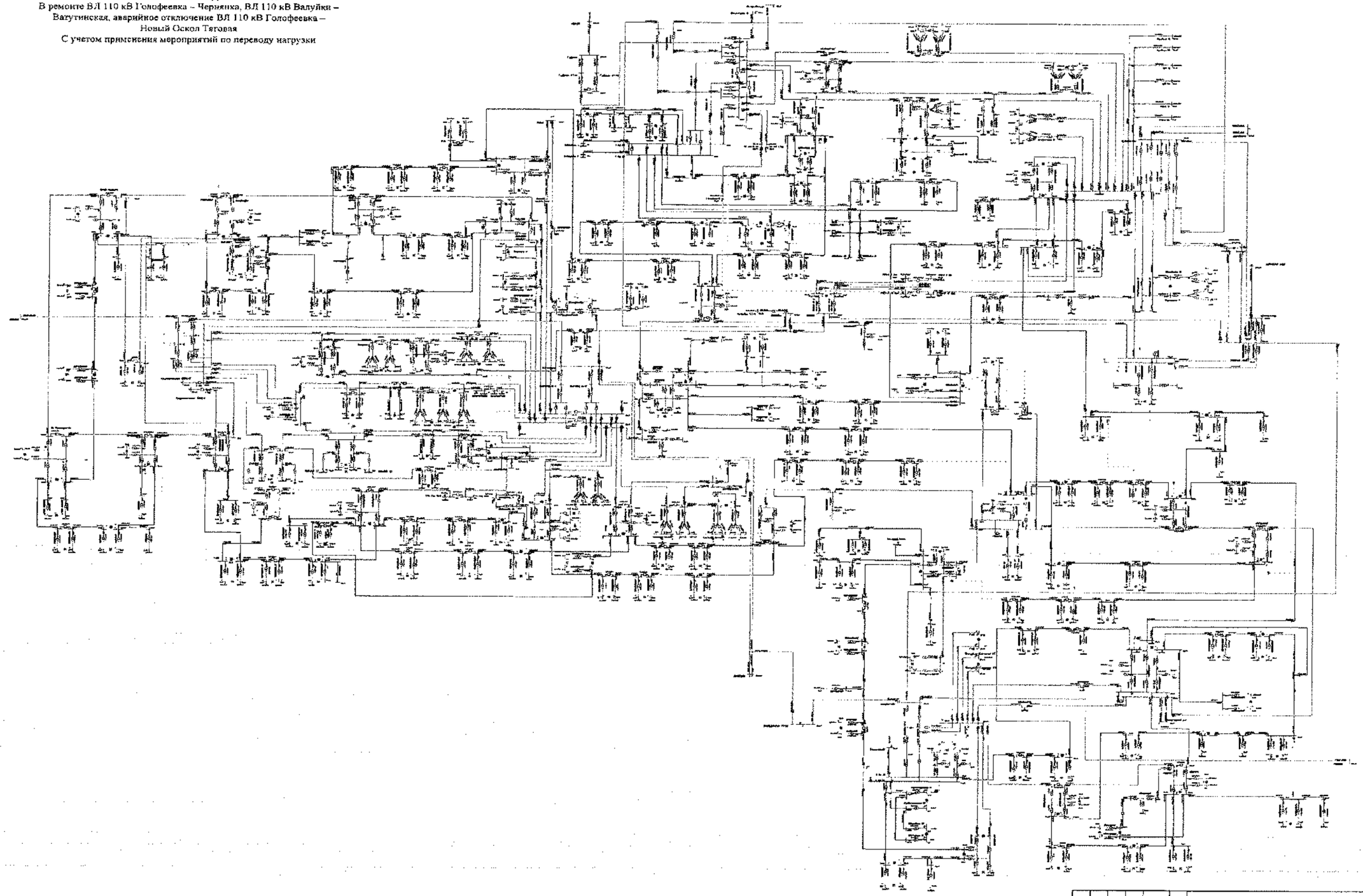
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							ПЭО-СибИР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработчик						Схема и показатели развития электрических сетей Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние максимальные нагрузки 2021 года	УПР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
ГИП									
Утверждил									

Схема 95

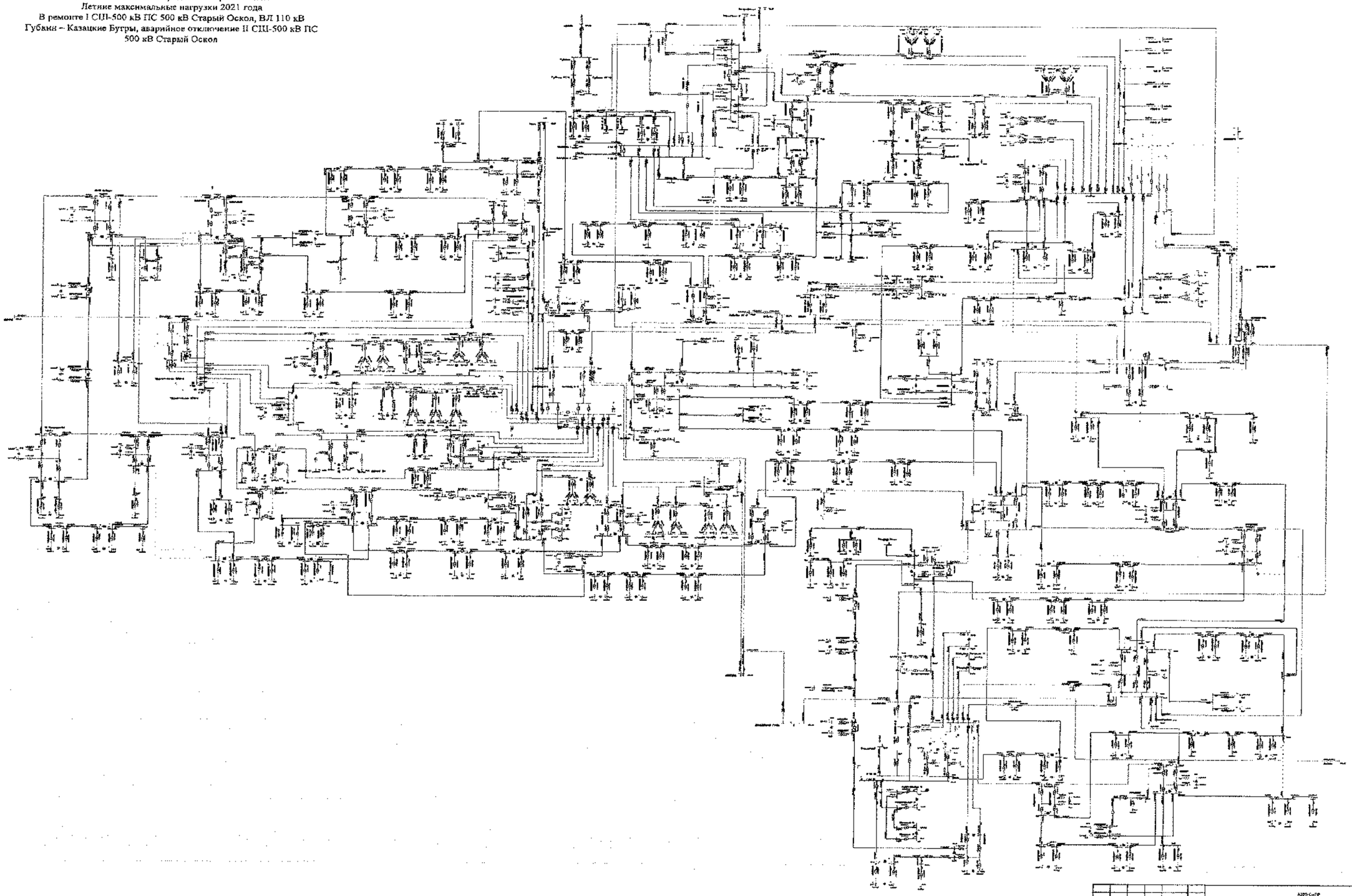
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3195-СхПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата	Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							Т1		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние максимальные нагрузки 2021 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 96

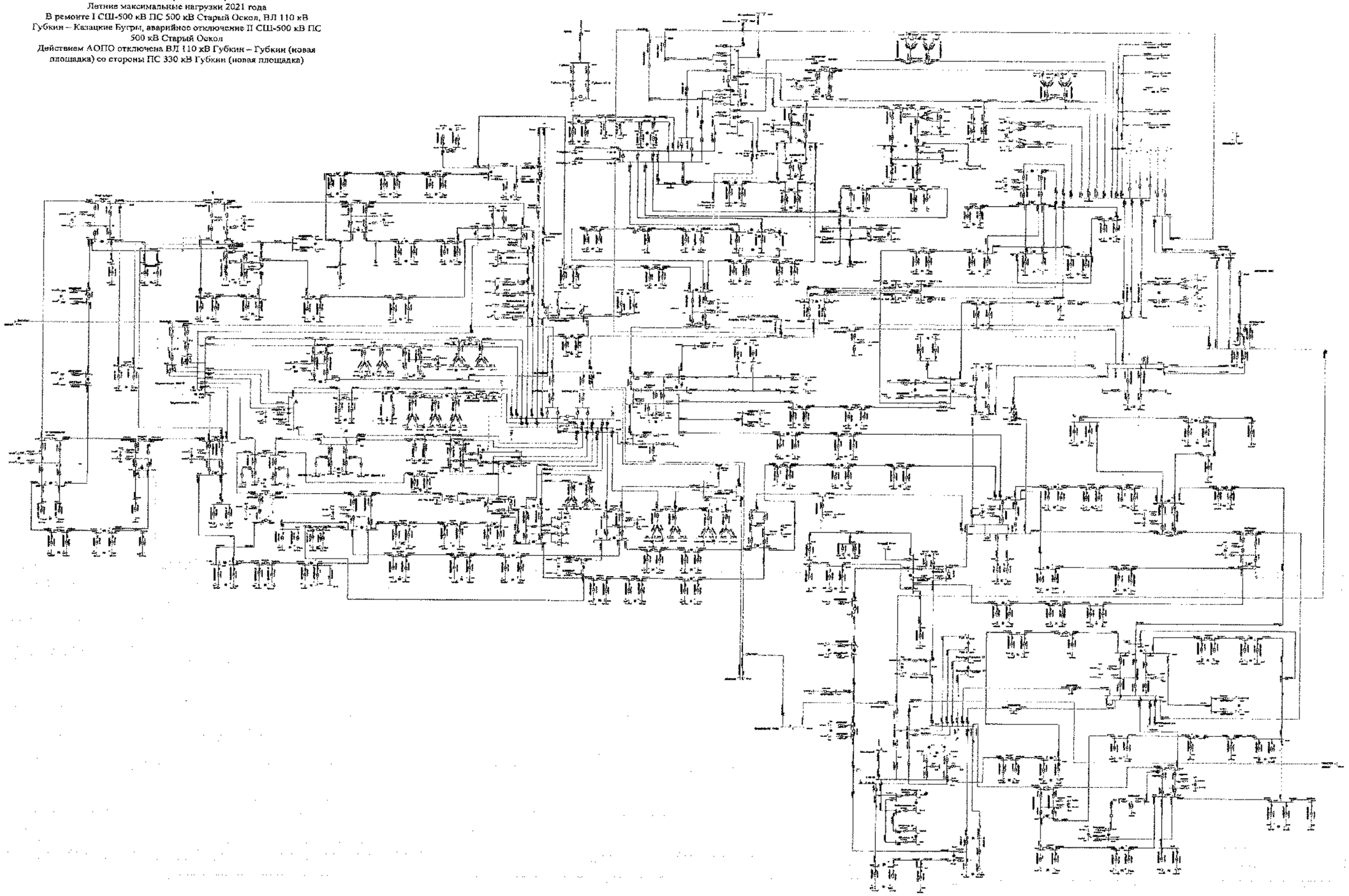
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



							АО«СиПР»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал:							Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период. 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил:								П		
Н. контр.							В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2021 года	РЭР филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Центра «Энергосетьпроект»		
ГИП										
Руководитель										

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

Схема 97



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал									
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Утверждал									

ЭДФ-СИП

Белгородская область

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы

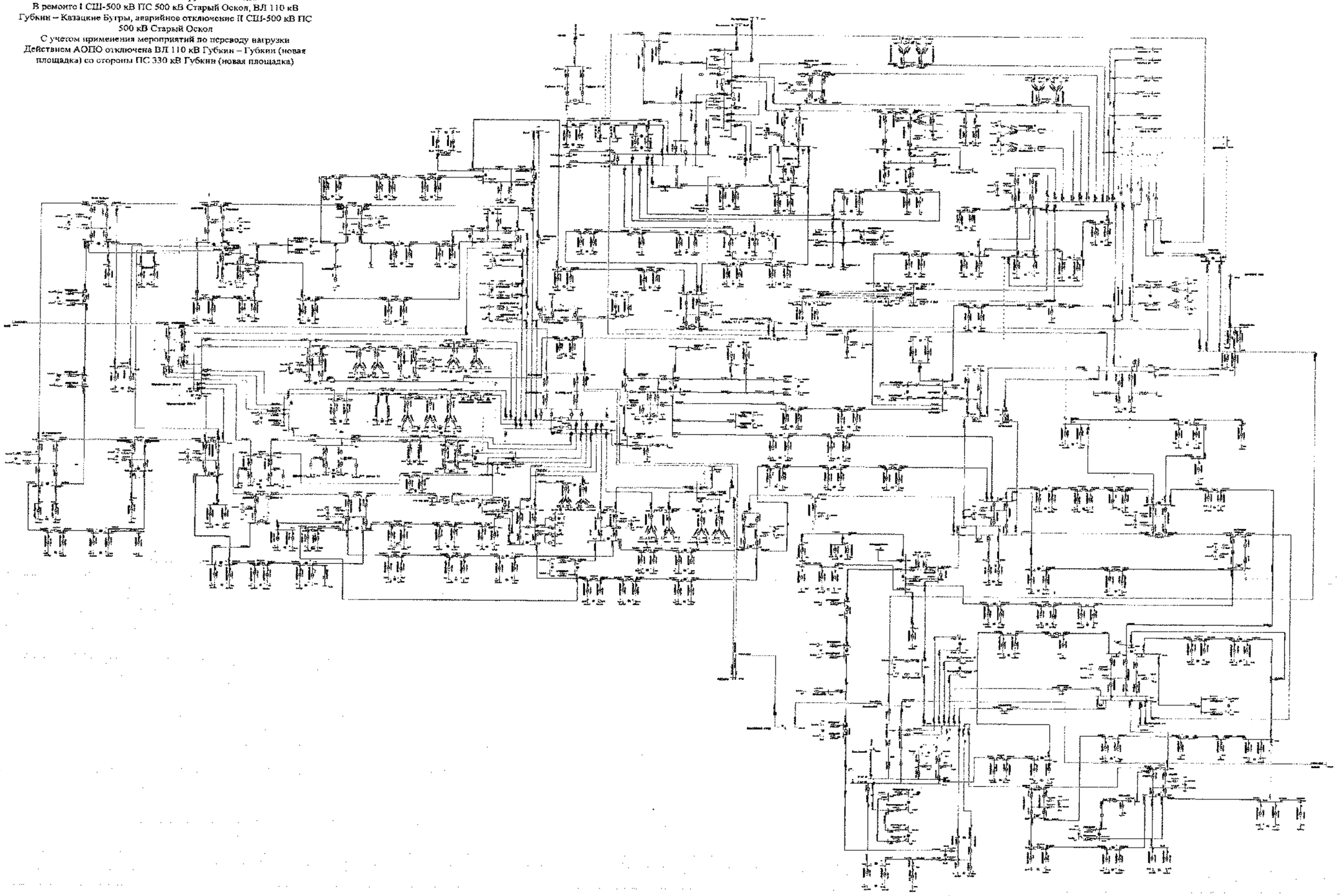
Стадия: Р | Лист | Листов

Фрагмент ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Летние максимальные нагрузки 2021 года

УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

Схема 98



							АО «СО ЕЭС»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на Локальный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Утвердил									
						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Новооскольская, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2021 года	УЭР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 99

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебедин (новая площадка)

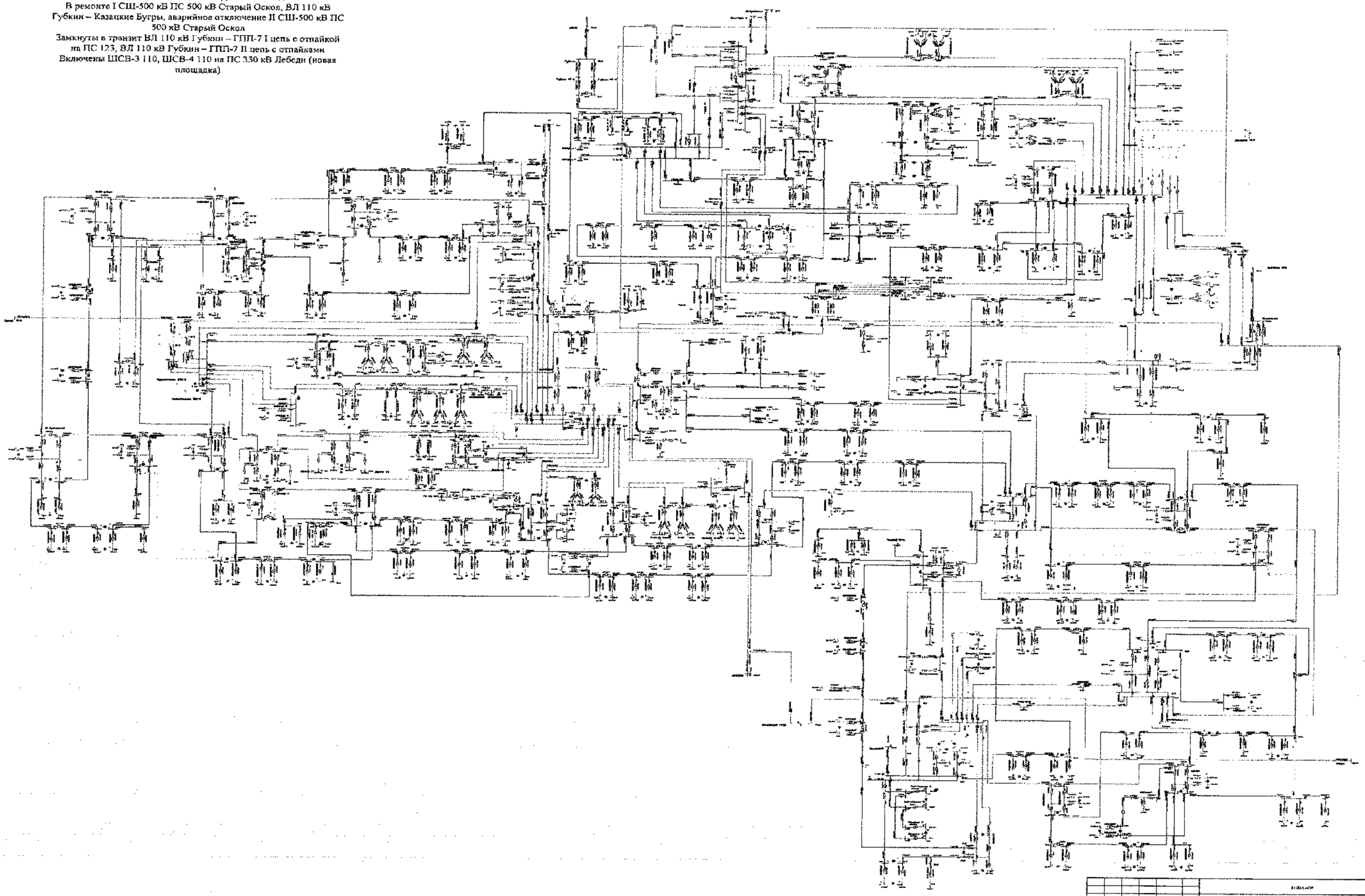
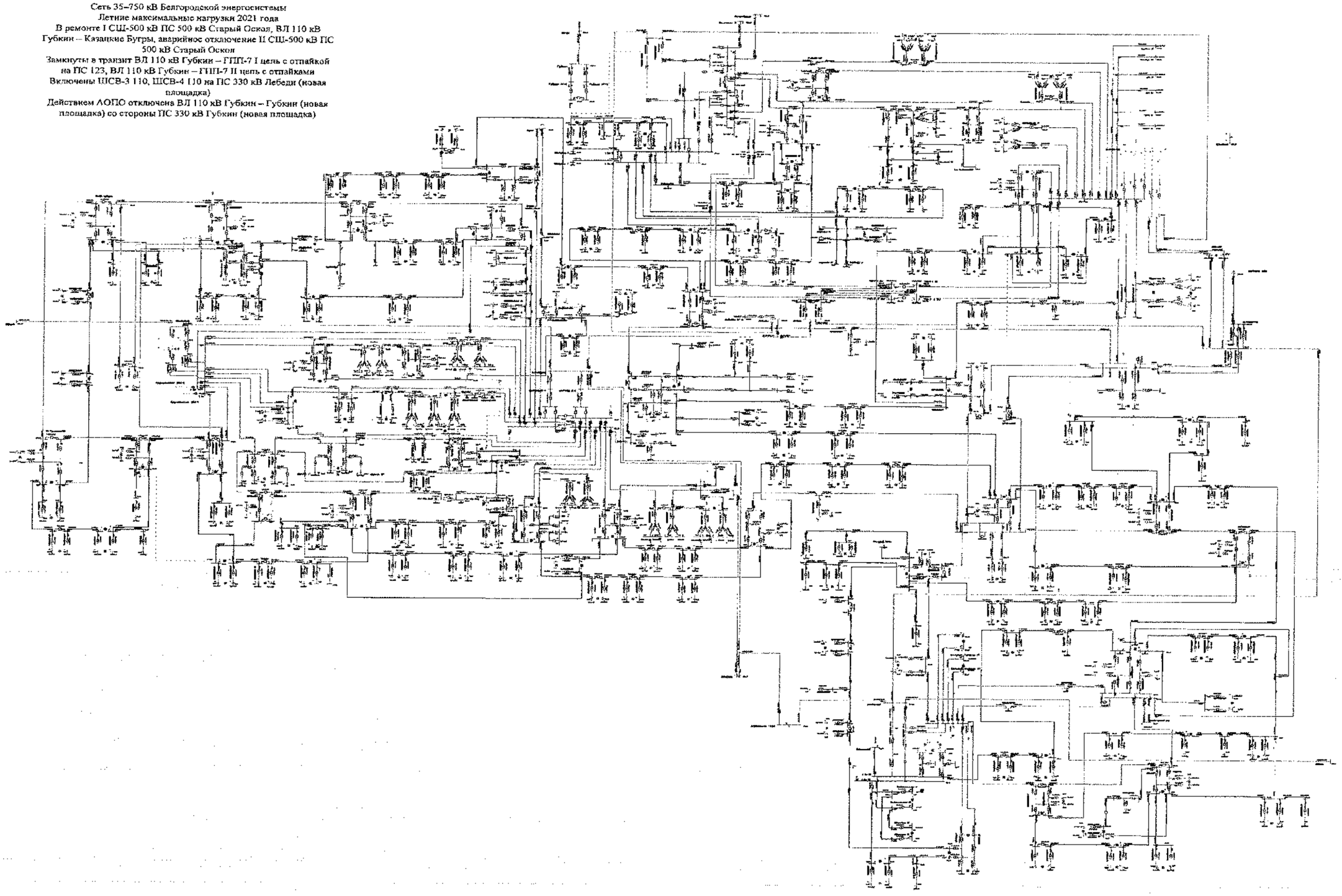


Схема 100

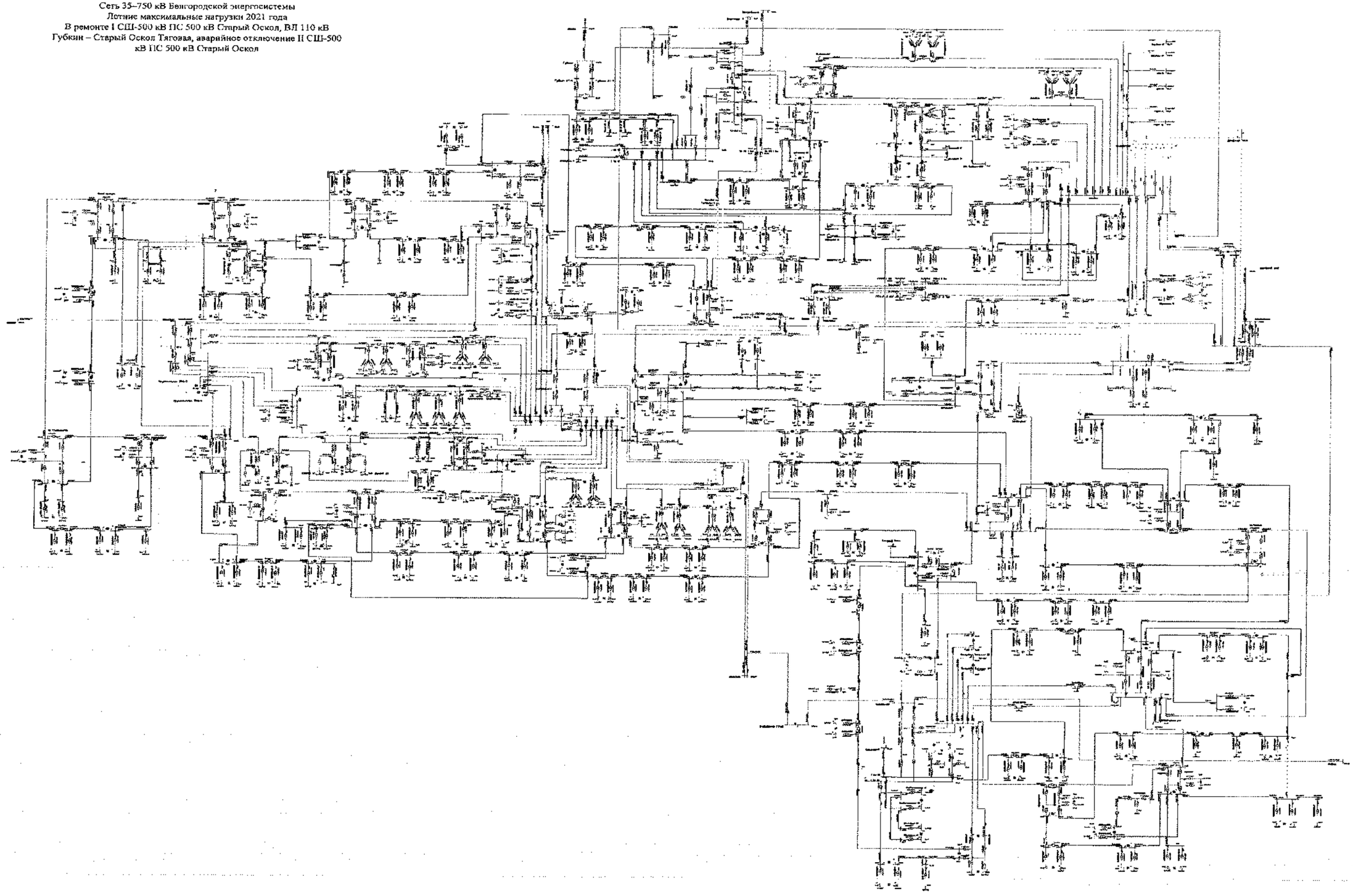
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебедь (новая площадка)
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



						100-СЧЕР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и перспективы развития электрических сетей Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Летние максимальные нагрузки 2021 года	УТР Филиала ОАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 101

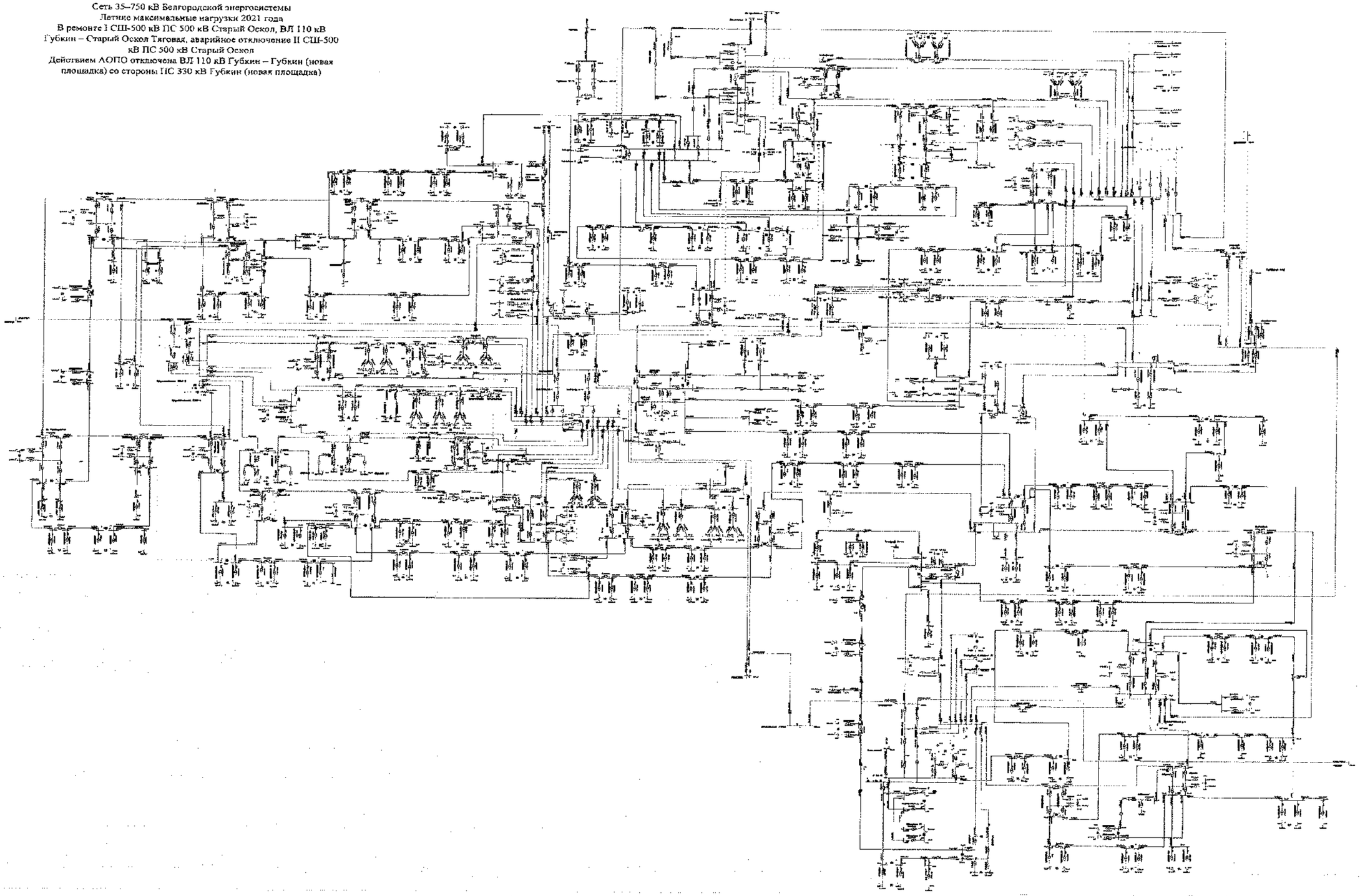
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500
кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							5100-СхПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электрических сетей Белгородской области на летний период 2021-2025 г.г. (для	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УЕР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 102

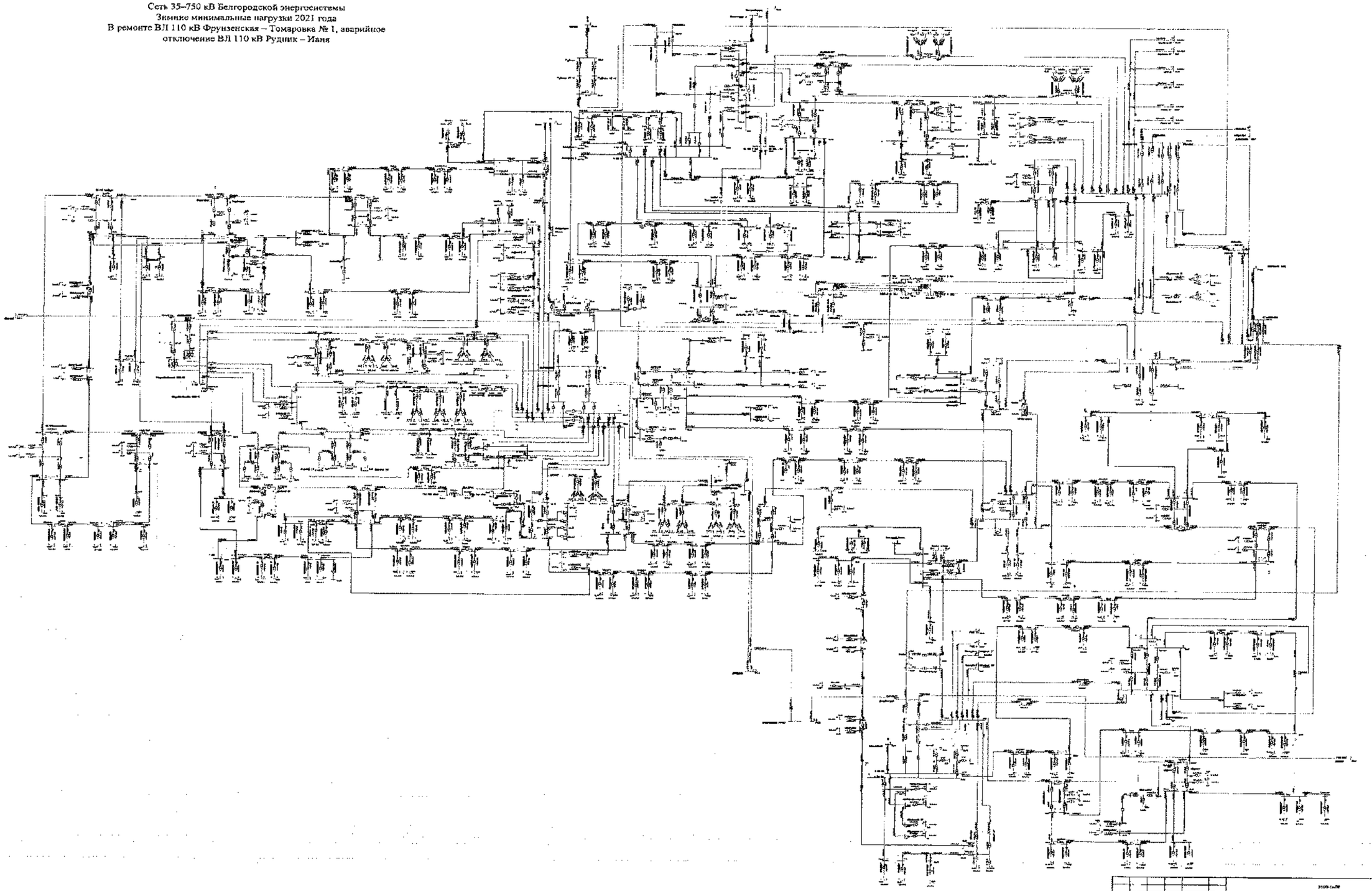
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							8100 СибР	
							Белгородская область	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и прогнозный баланс электроэнергетики Белгородской области на пиковый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2021 года	УТП филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждено									

Схема 103

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ианя

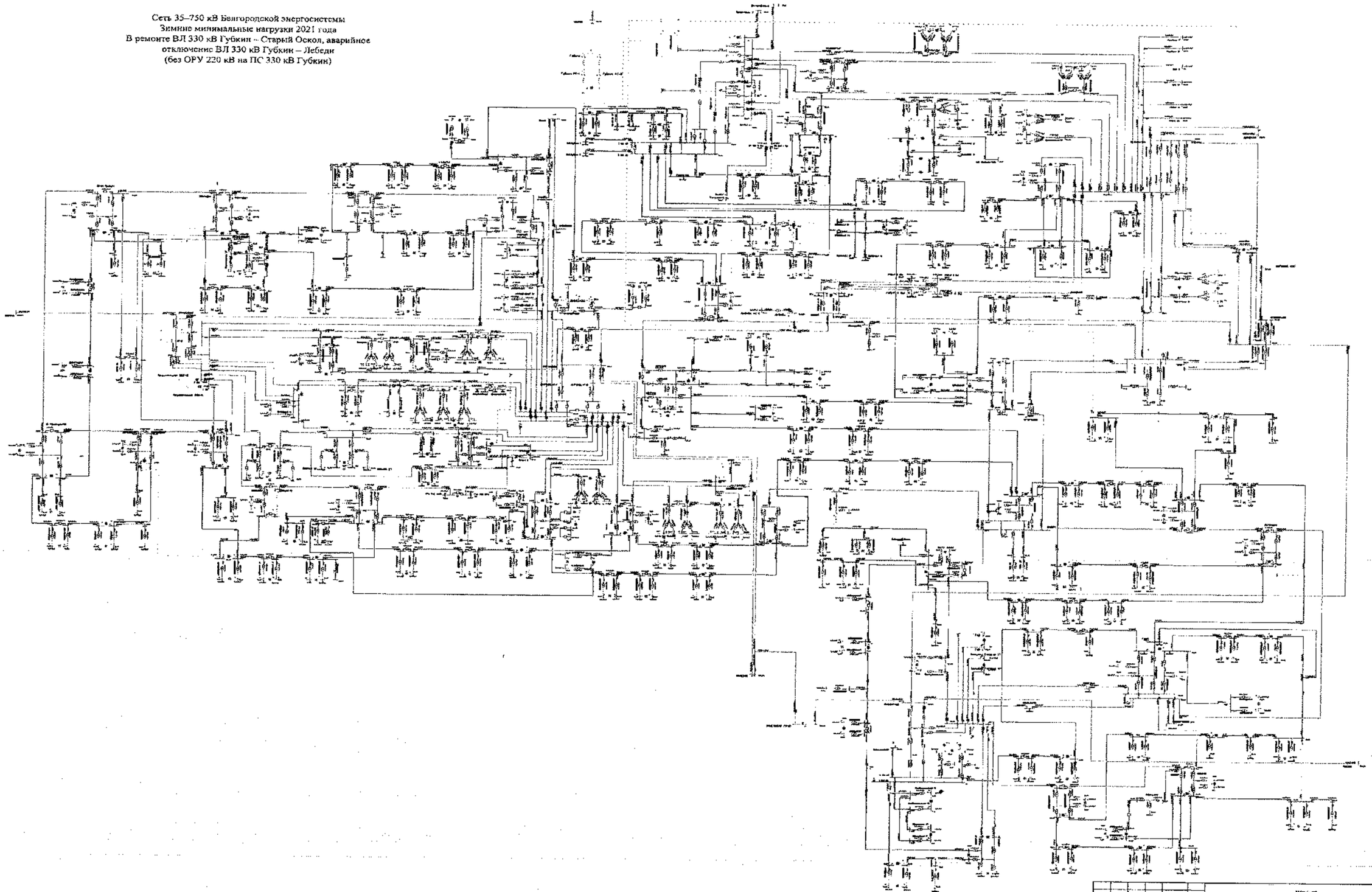


Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработано						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверено							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ианя Зимние минимальные нагрузки 2021 года	ОТДЕЛ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА		
Утверждено									

Белгородская область

Схема 104

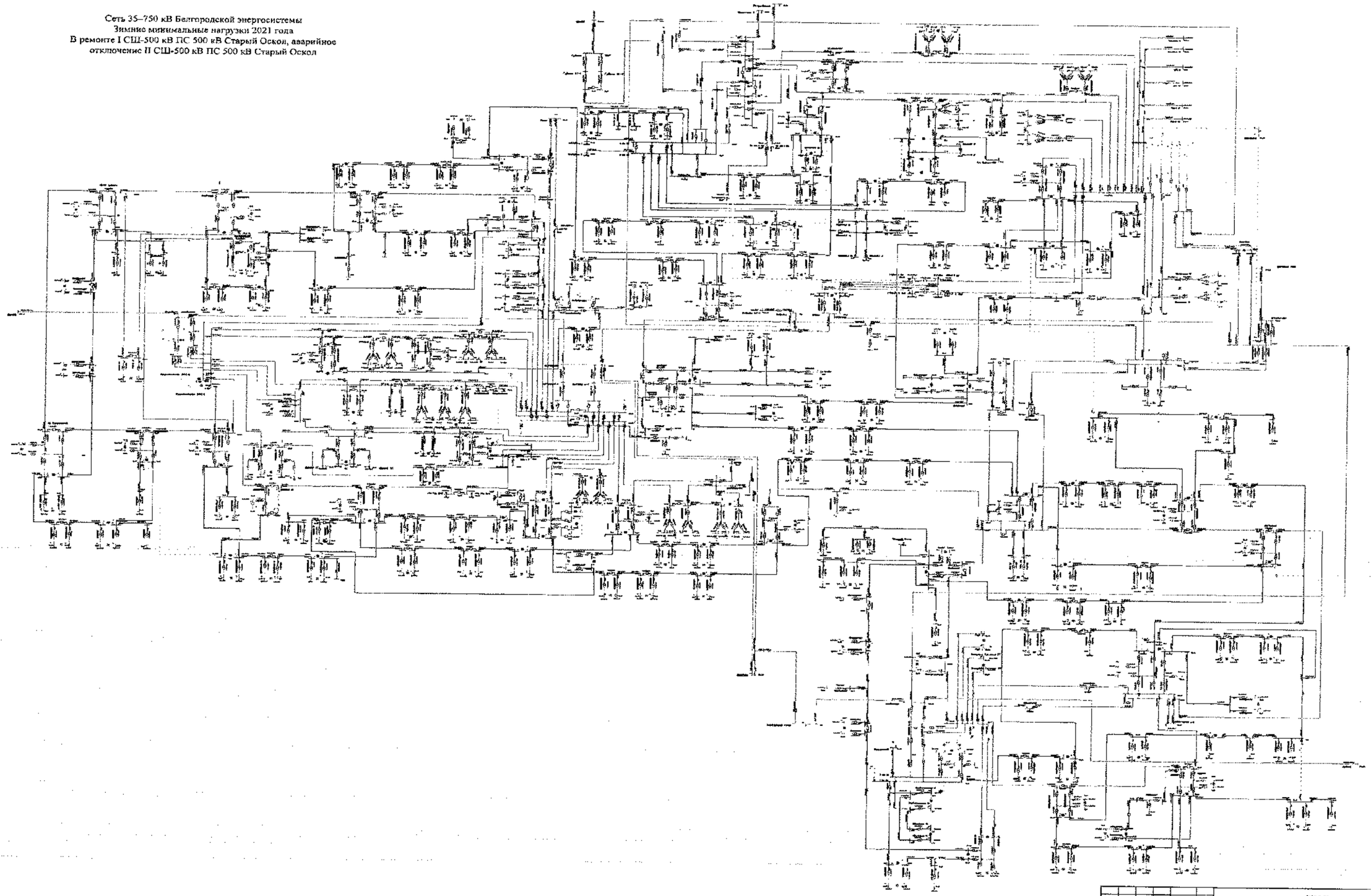
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							330кСитр		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		Белгородская область		
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Л	34	
Н. контр.						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Зимние минимальные нагрузки 2021 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Утвердил									

Схема 105

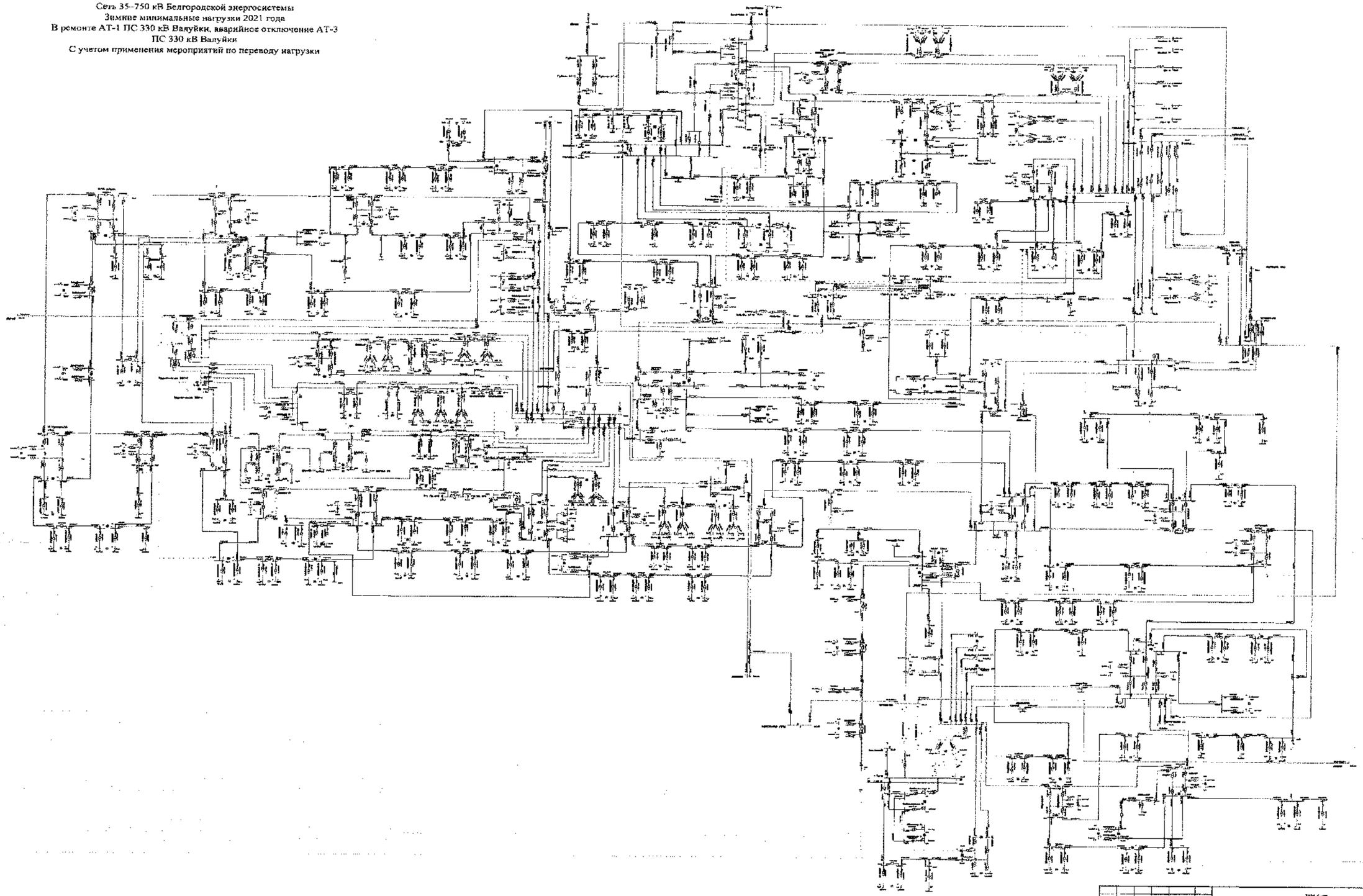
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						3120-ОИР		
						Корпоративный офис		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия: Р	Лист / Листов
Проверил								
Н. контр.								
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Зимние минимальные нагрузки 2021 года	УПР Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»	
Руководитель								

Схема 106

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3306-Г-ПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период, 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Рассмотрел							Л		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Зимние минимальные нагрузки 2021 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгоэнергосервис»		
Согласовано									

Схема 107

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод

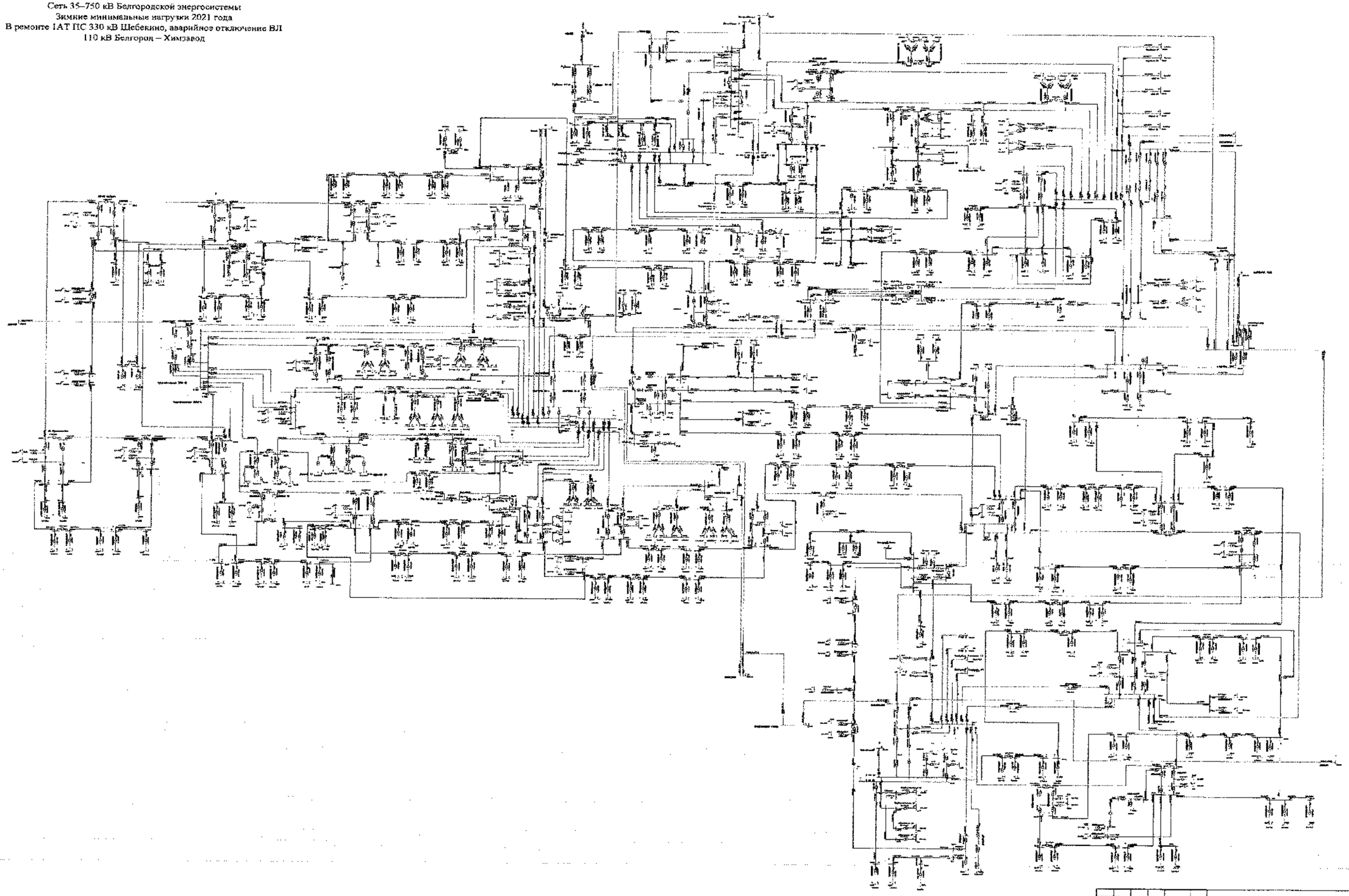
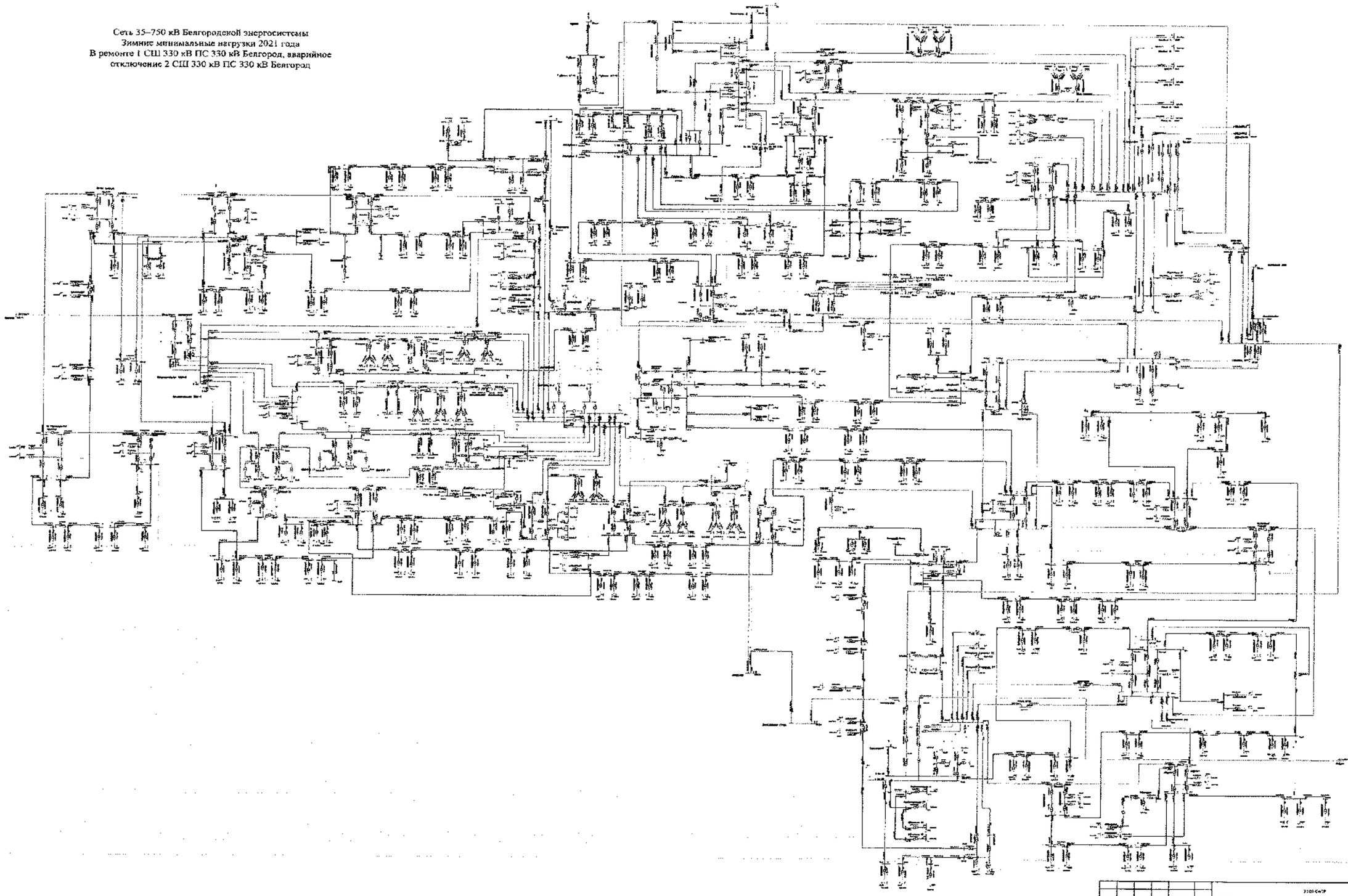


Схема 108

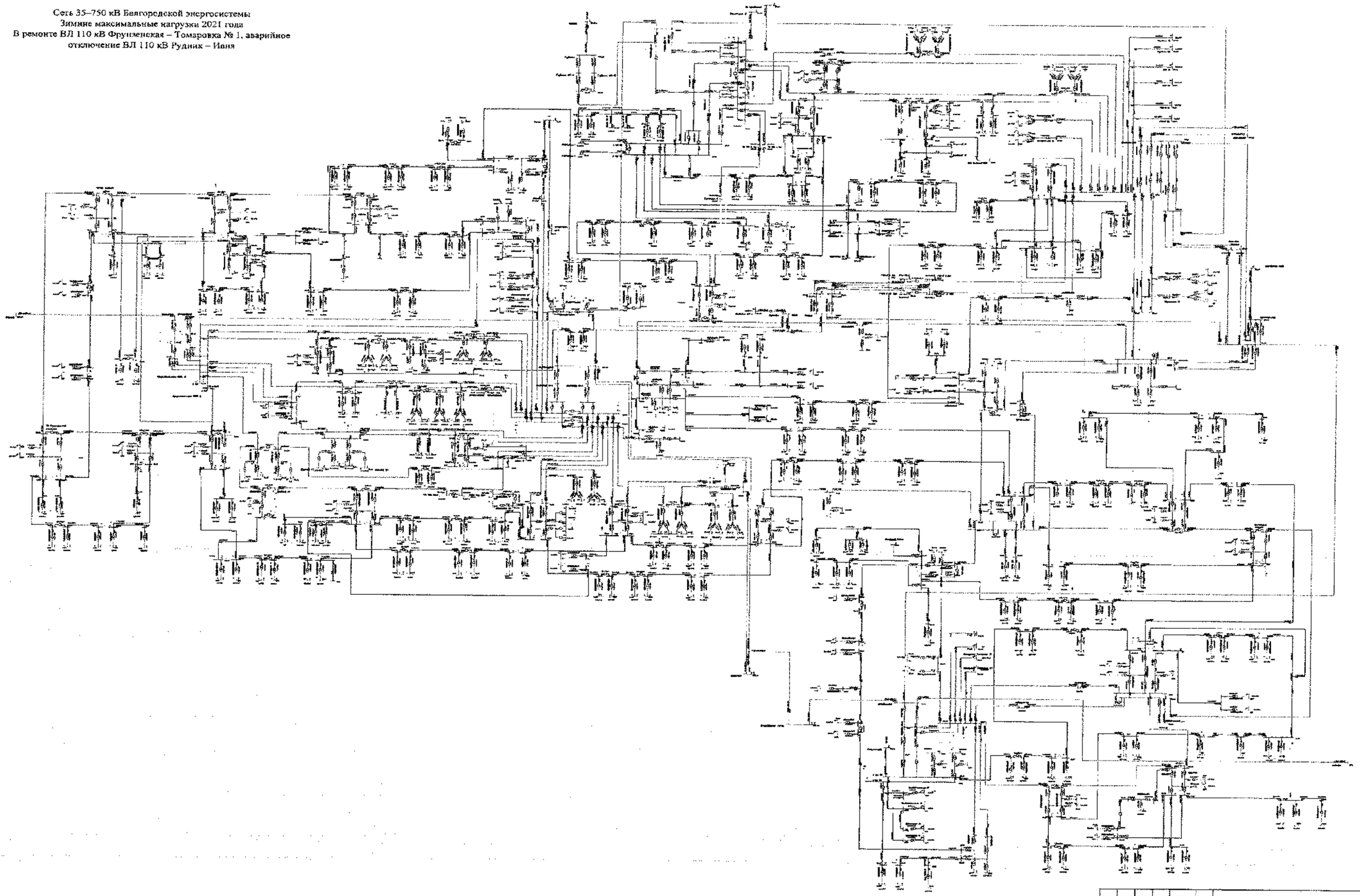
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2021 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



						3103-СиПР			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Белгородская область			
Разработал						Схема и прогнозные балансы электрической энергии Белгородской области на плановый период 2021 г. 2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
Утв.									
Руководитель						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Зимние минимальные нагрузки 2021 г.г.в.	УТР (филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»)		

Схема 109

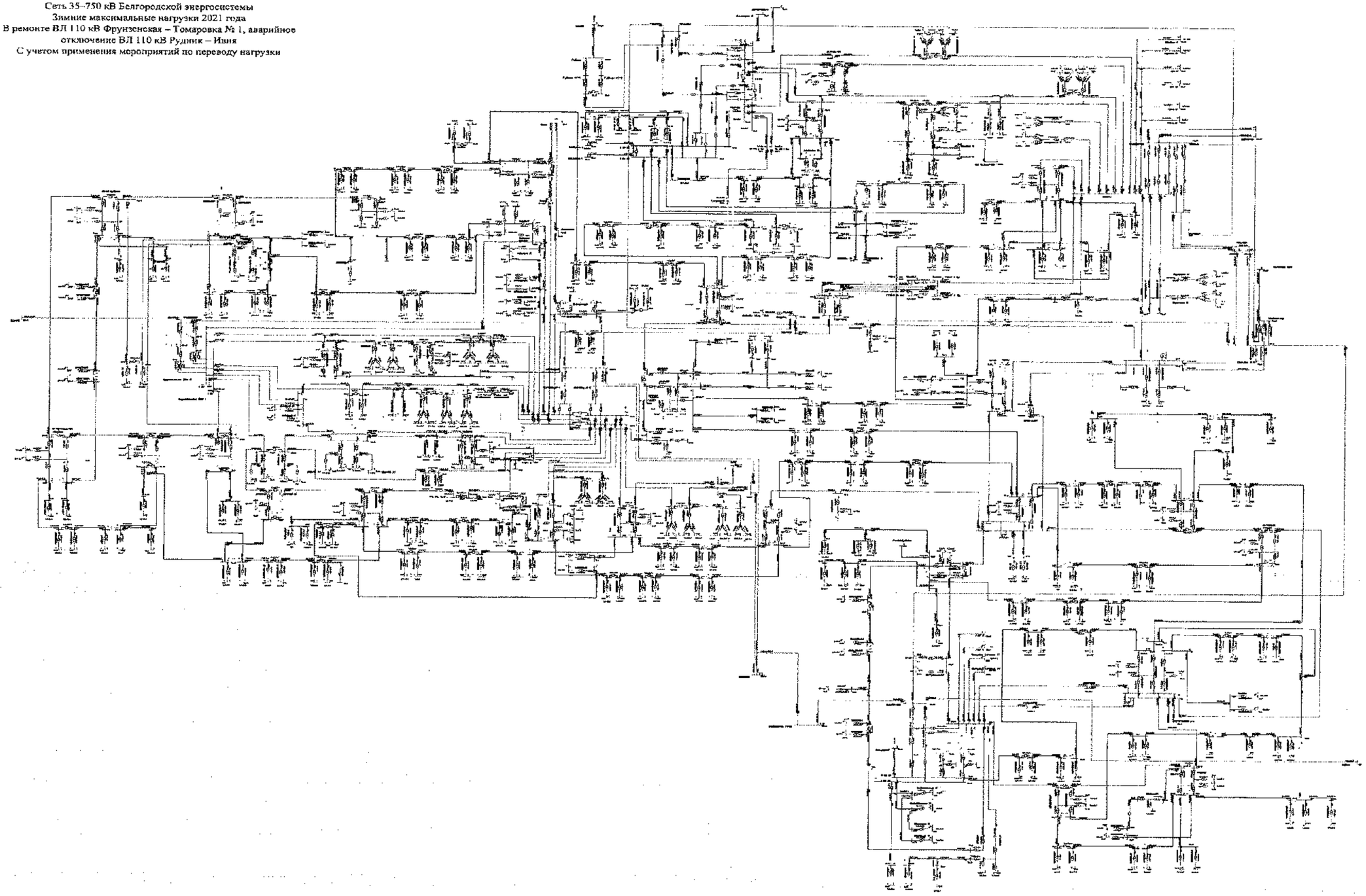
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



						АО «СО ЕЭС»		
						Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и прогнозные режимы энергосистемы Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП									
Руководитель						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня Зимние максимальные нагрузки 2021 года	ИТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»	

Схема 110

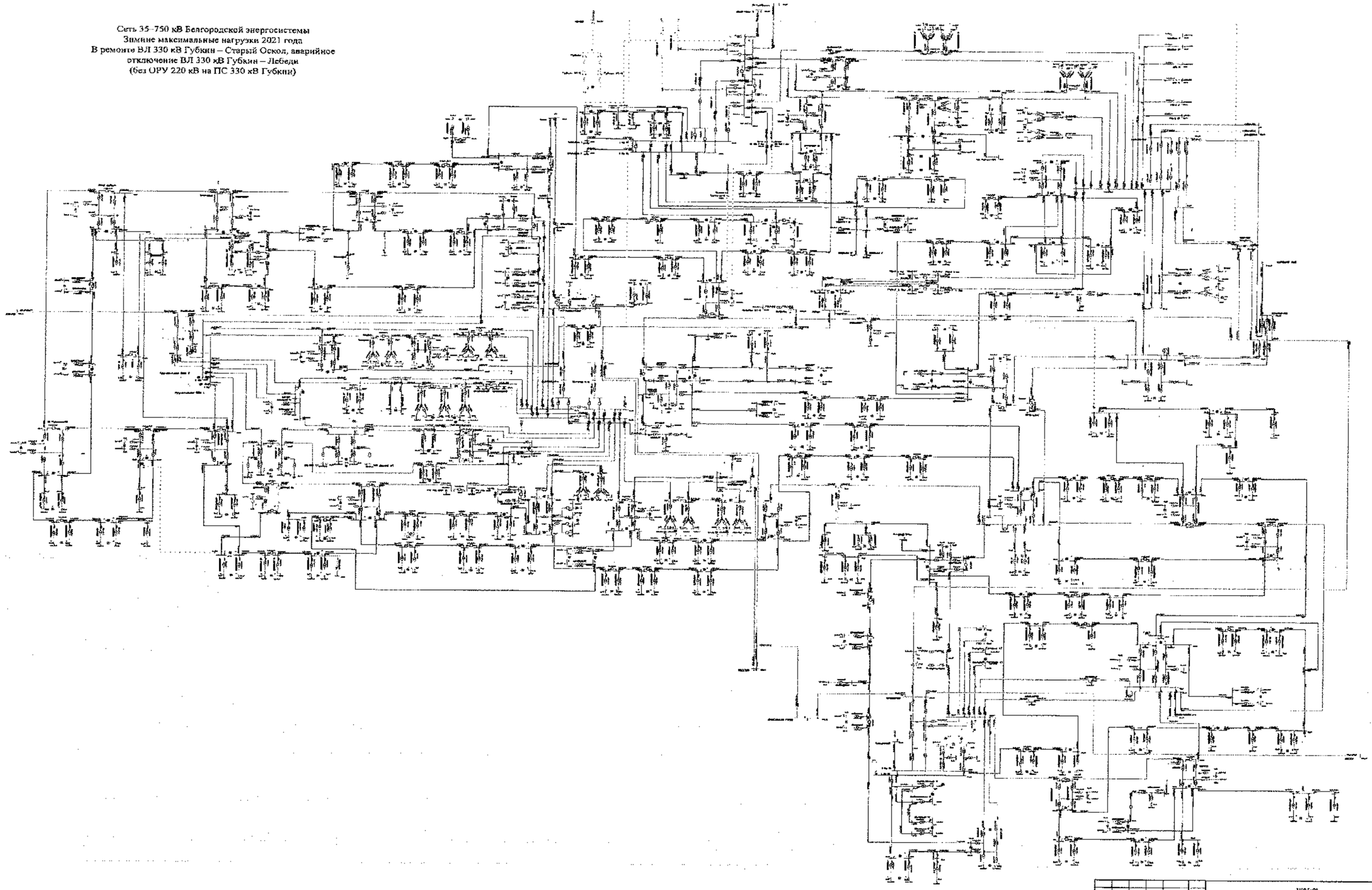
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



						ЗАО СитиР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программы развития электроэнергетики Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние максимальные нагрузки 2021 года	УТР Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 111

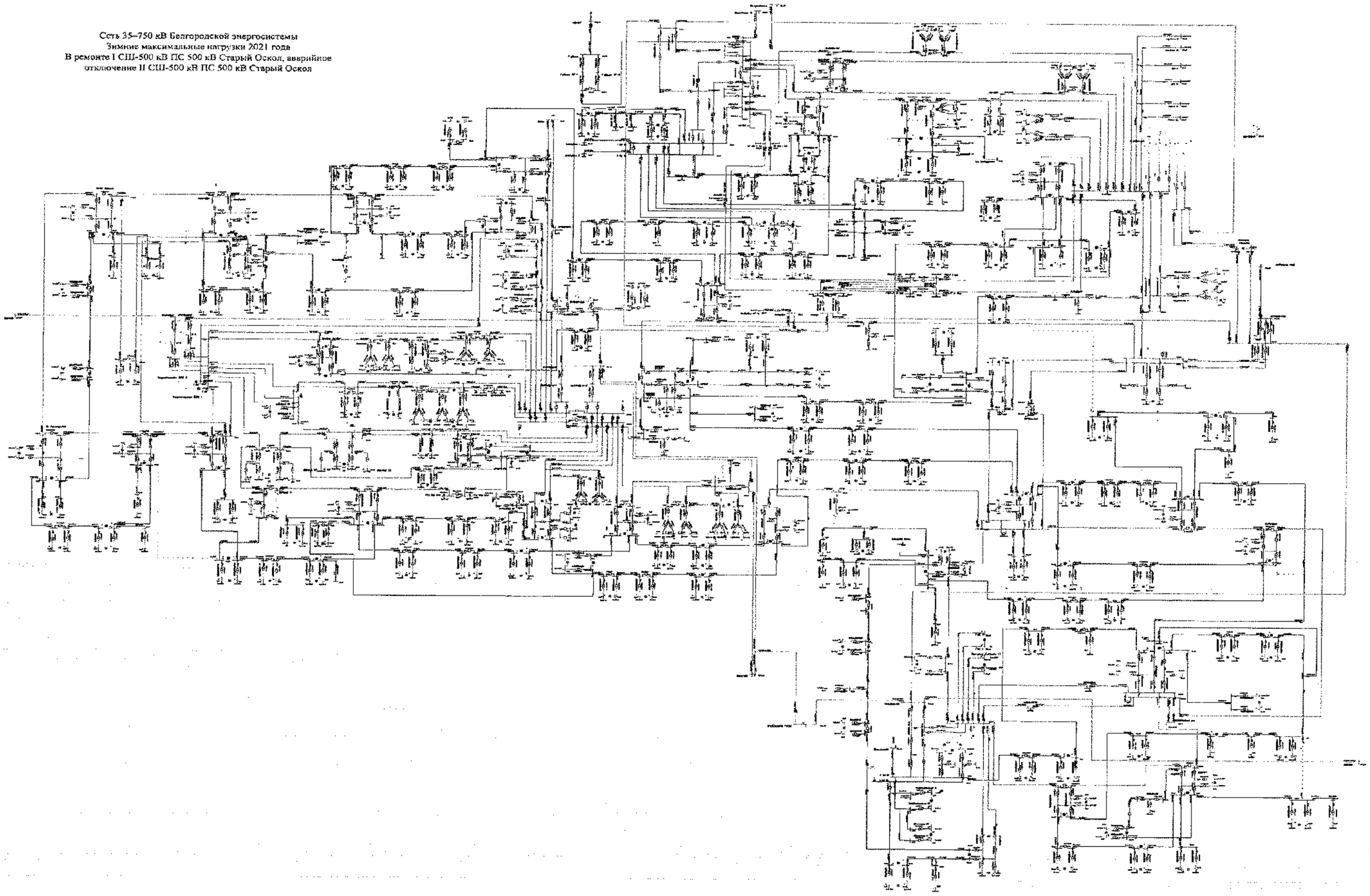
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							ЗАОР ЕЭПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата	Схема и программы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П	24	
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Зимние максимальные нагрузки 2021 года	УТВ Филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 112

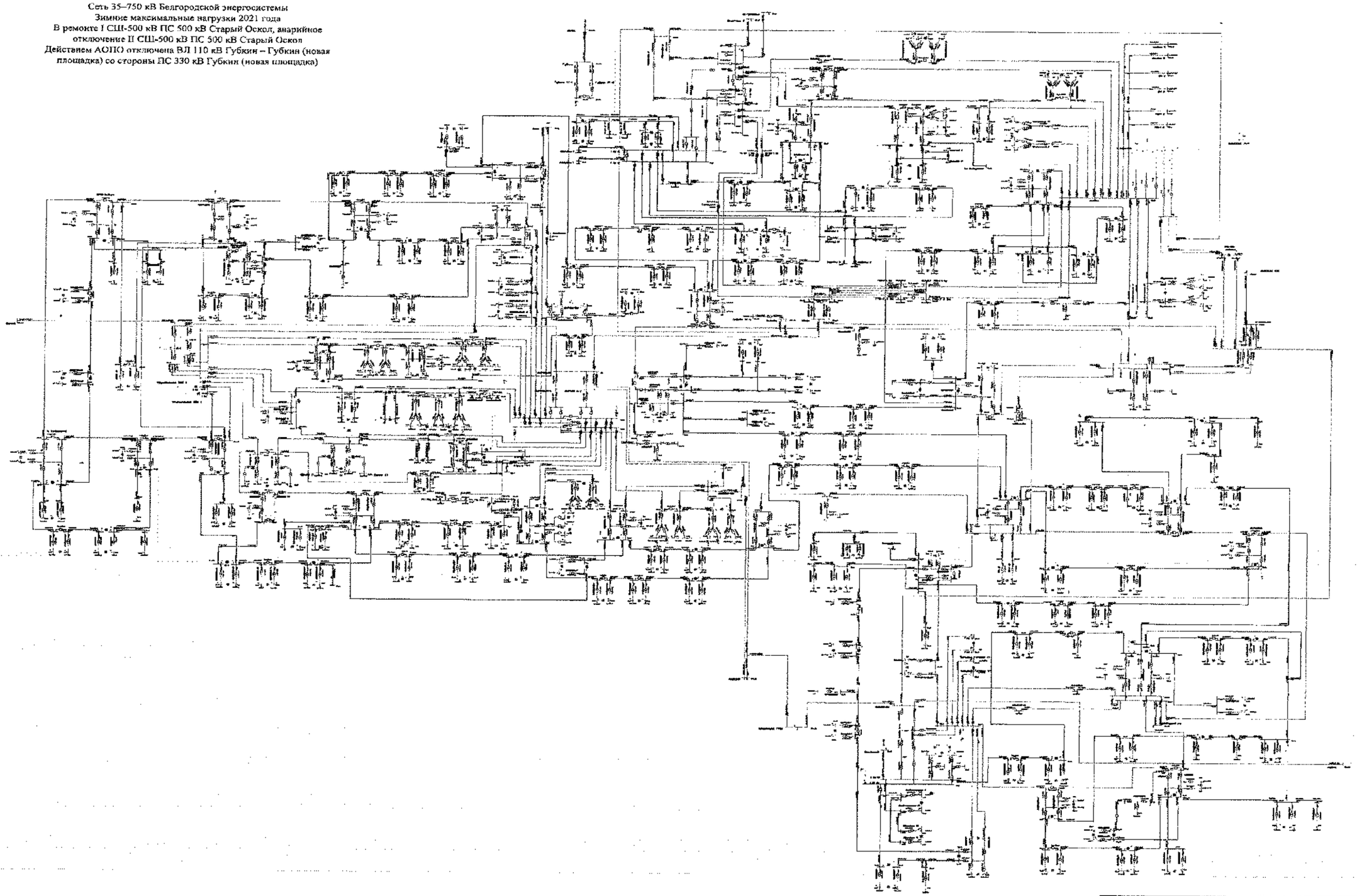
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							5100 СИПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте: I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол; повреждение автотрансформатора II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель						Зимние максимальные нагрузки 2021 года			

Схема 113

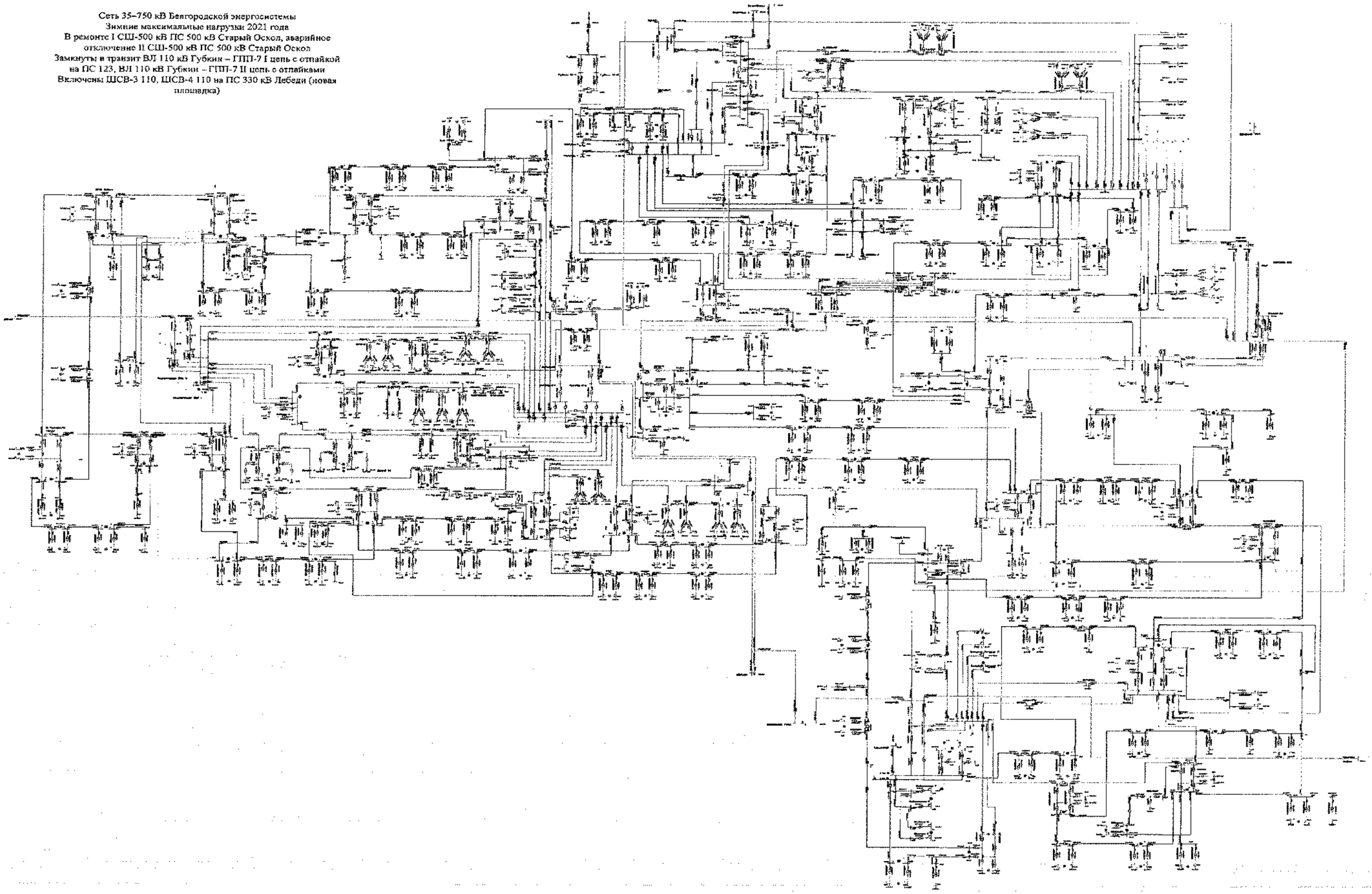
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							ЗАО «СМУ»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на перспективу 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (новая площадка АОПО) Зимние максимальные нагрузки 2021 года	УТВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 114

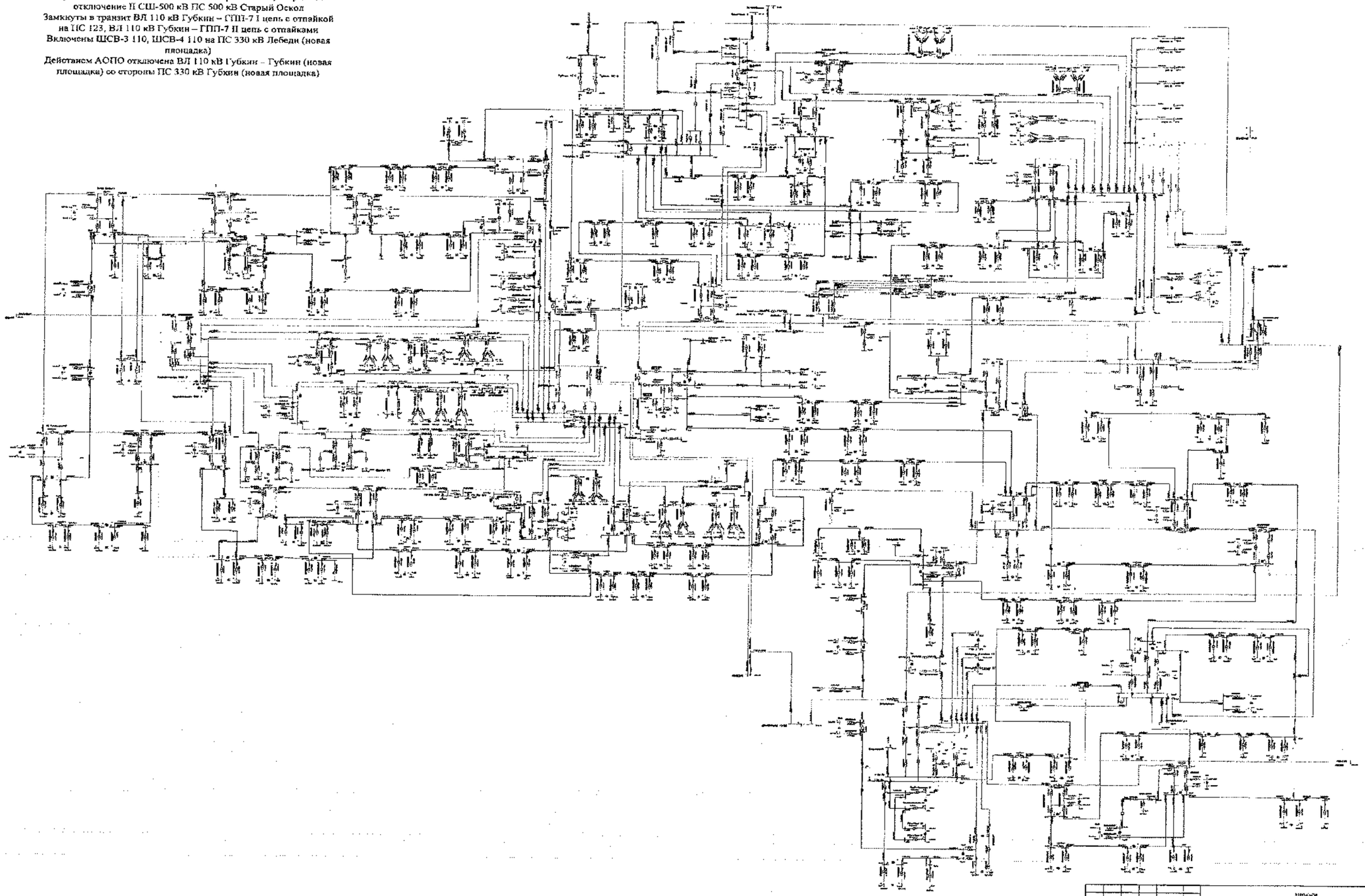
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)



Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата					
Разработал							Схема 114			
Проверил							Белгородская область			
Н. контр.							Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
ГИП							В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Замкнуты в транзит работы АОПОВ Зимние максимальные нагрузки 2023 года	Р		
Руководитель								УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгоэнерго»		

Схема 115

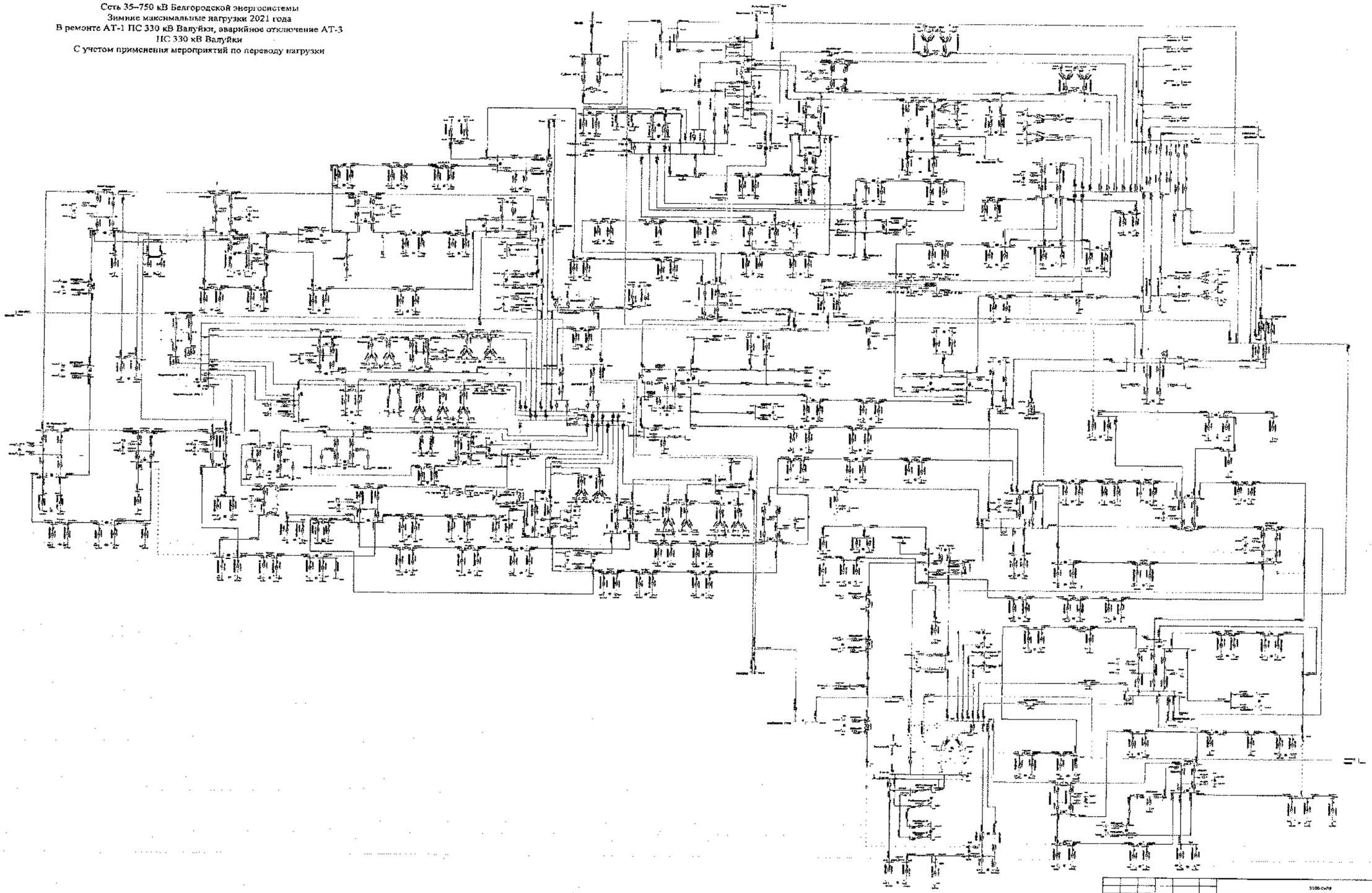
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100-СЭПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (вывод работы АТОР) Зимние максимальные нагрузки 2021 года	УПР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждаемая									

Схема 116

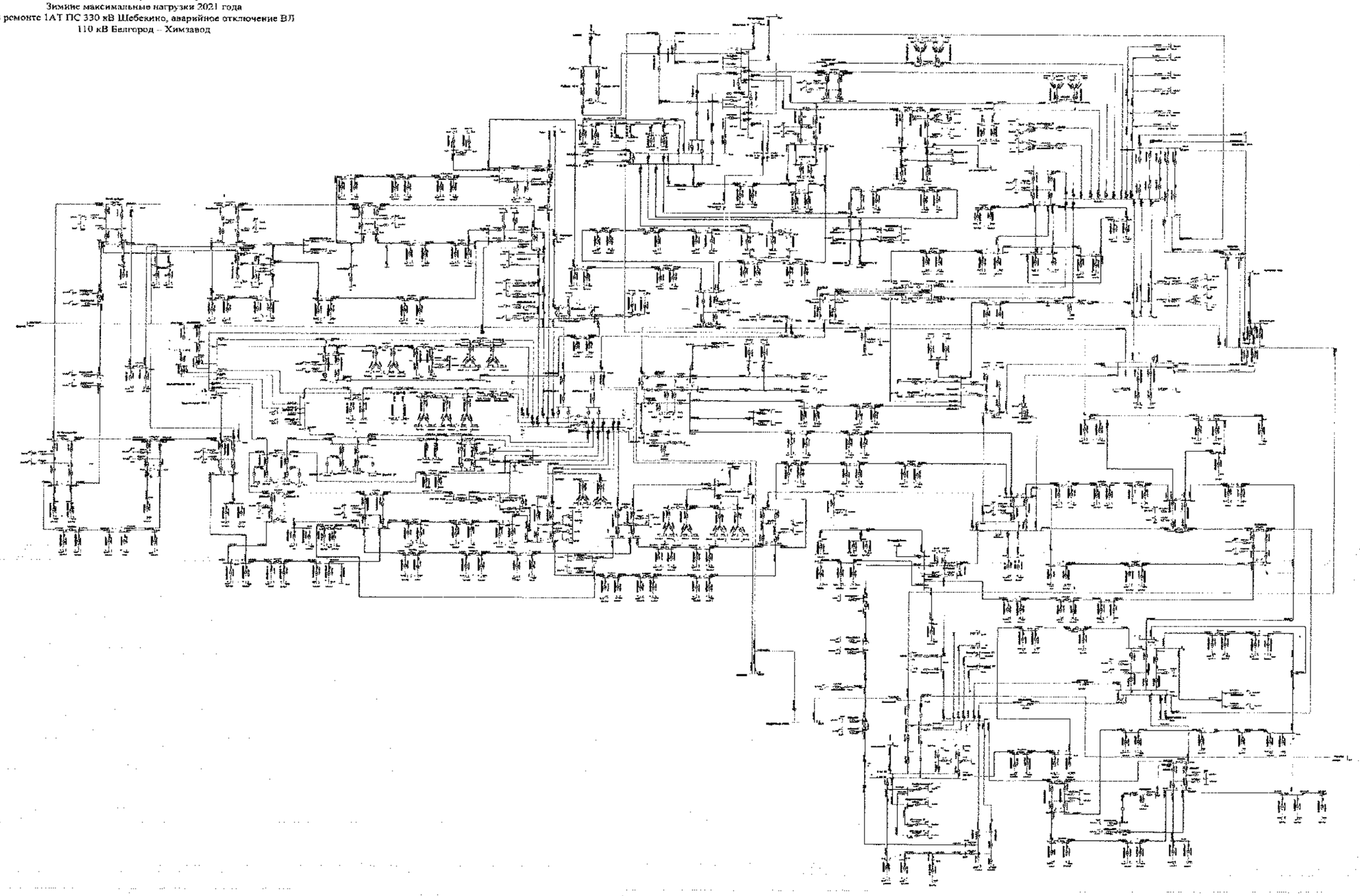
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3100-СхПр		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Утверждена АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, выведенное оборудование АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки. Зимние максимальные нагрузки 2021 года	ЭТГ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 117

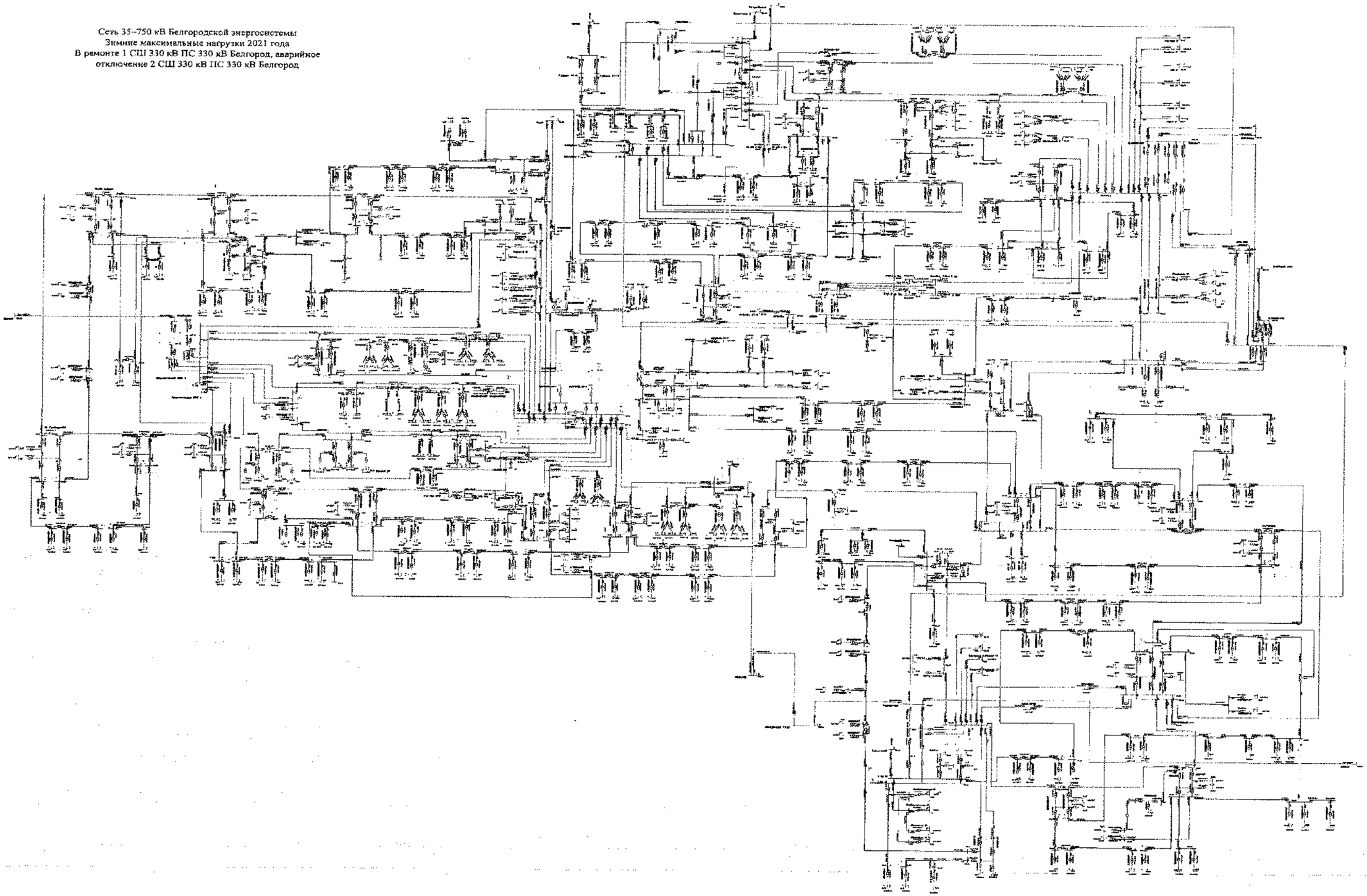
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							330 СиН		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схемы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2017-2016 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							И		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Зимние максимальные нагрузки 2021 года	УЭР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Главный специалист									

Схема 118

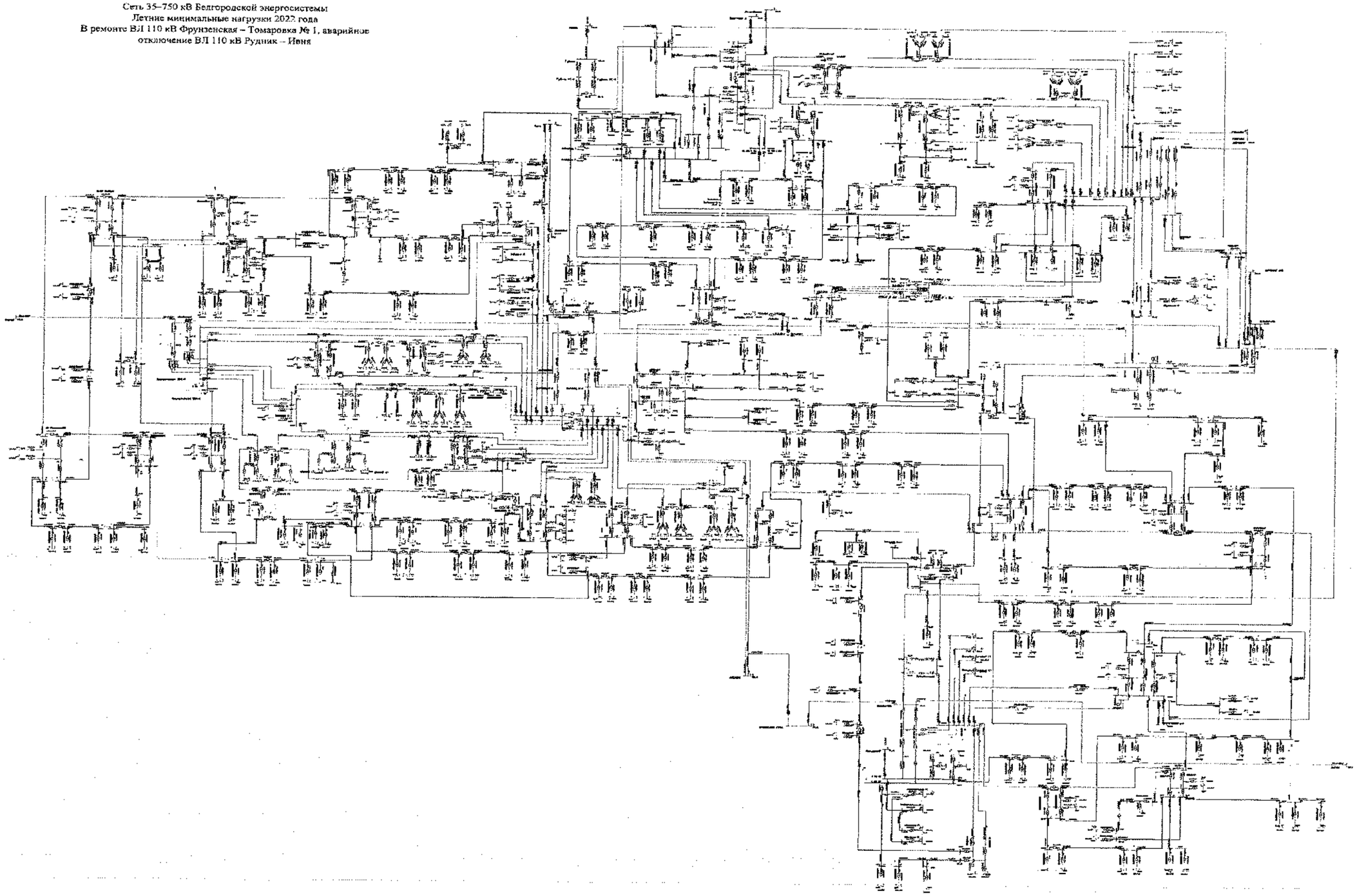
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2021 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



						ЗАО "СПГК"			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития и развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Я		
Н. контр.						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Яковлевская, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Зимние максимальные нагрузки 2021 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
ГИП									
Руководитель									

Схема 119

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал								
Проверил								
Н. контр.								
ГИП								
Утверждаю								

ЗАОРСИПР

Белгородская область

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Белгородской области на пятилетний период
2021-2025 годы

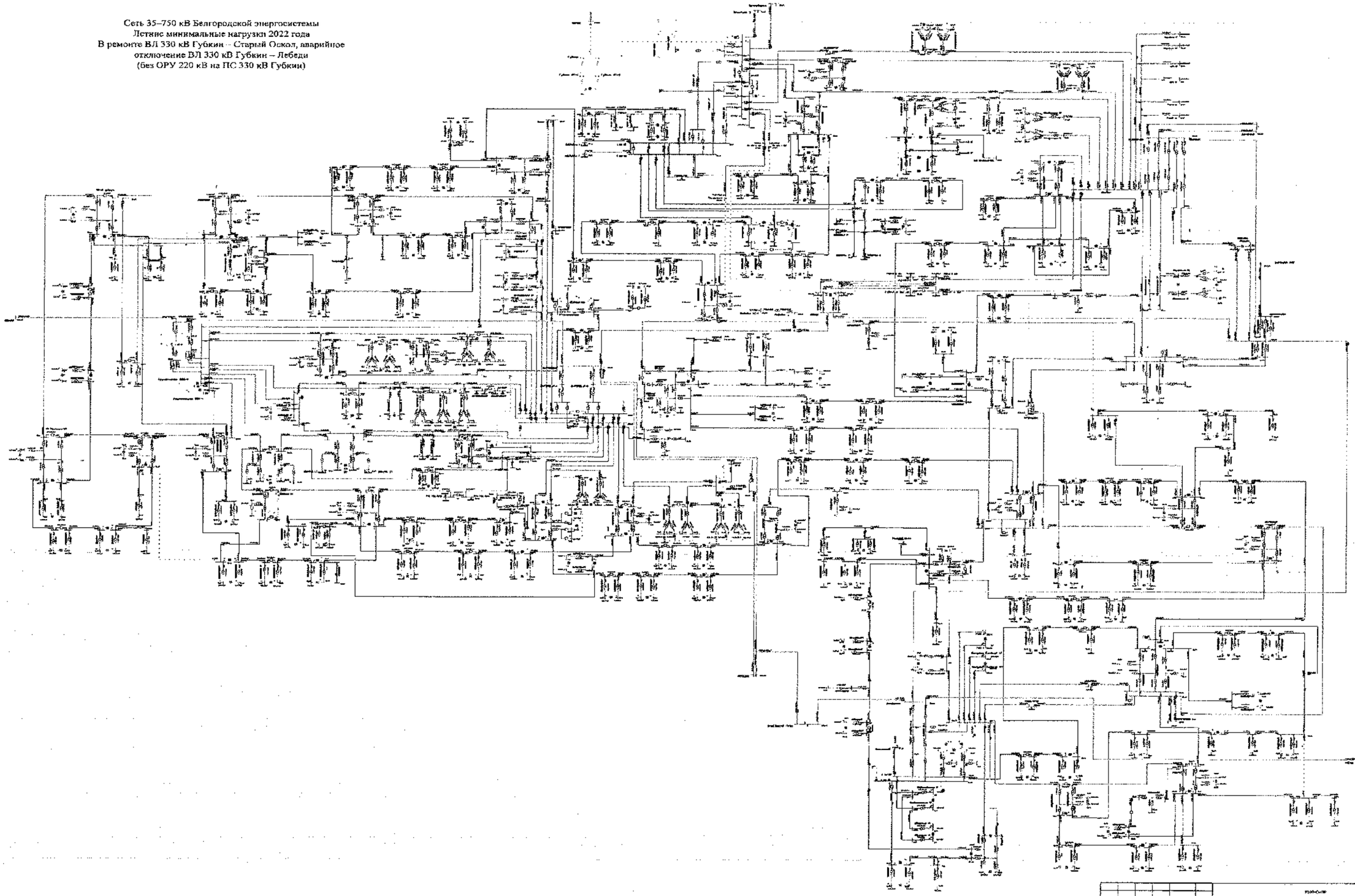
Стадия	Лист	Листов
Л		

В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
Летние минимальные нагрузки 2022 года

УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»

Схема 120

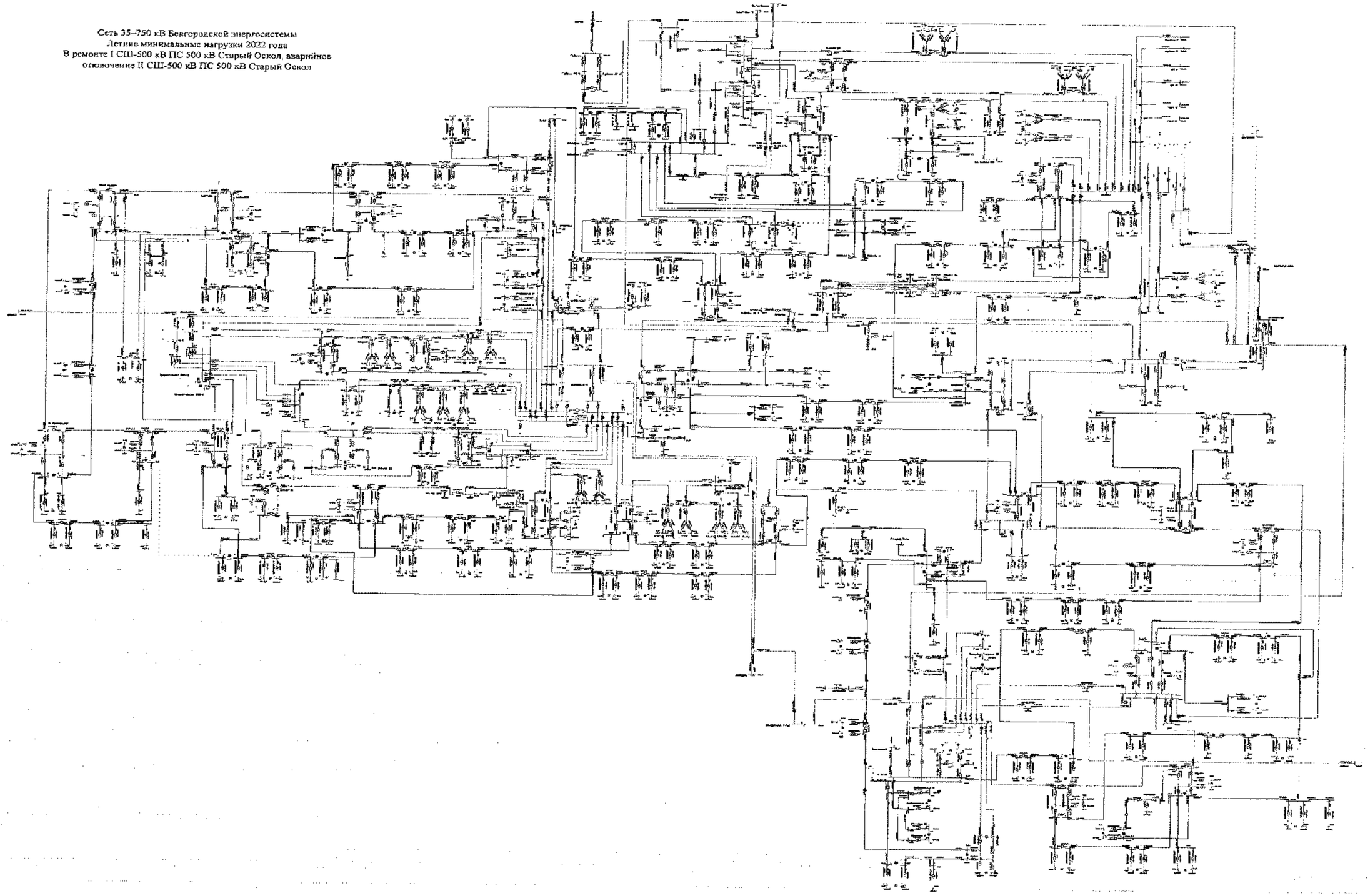
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							ПАО «МРСК Центра»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Схема и чертежи развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Летние минимальные нагрузки 2022 года	ОТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 121

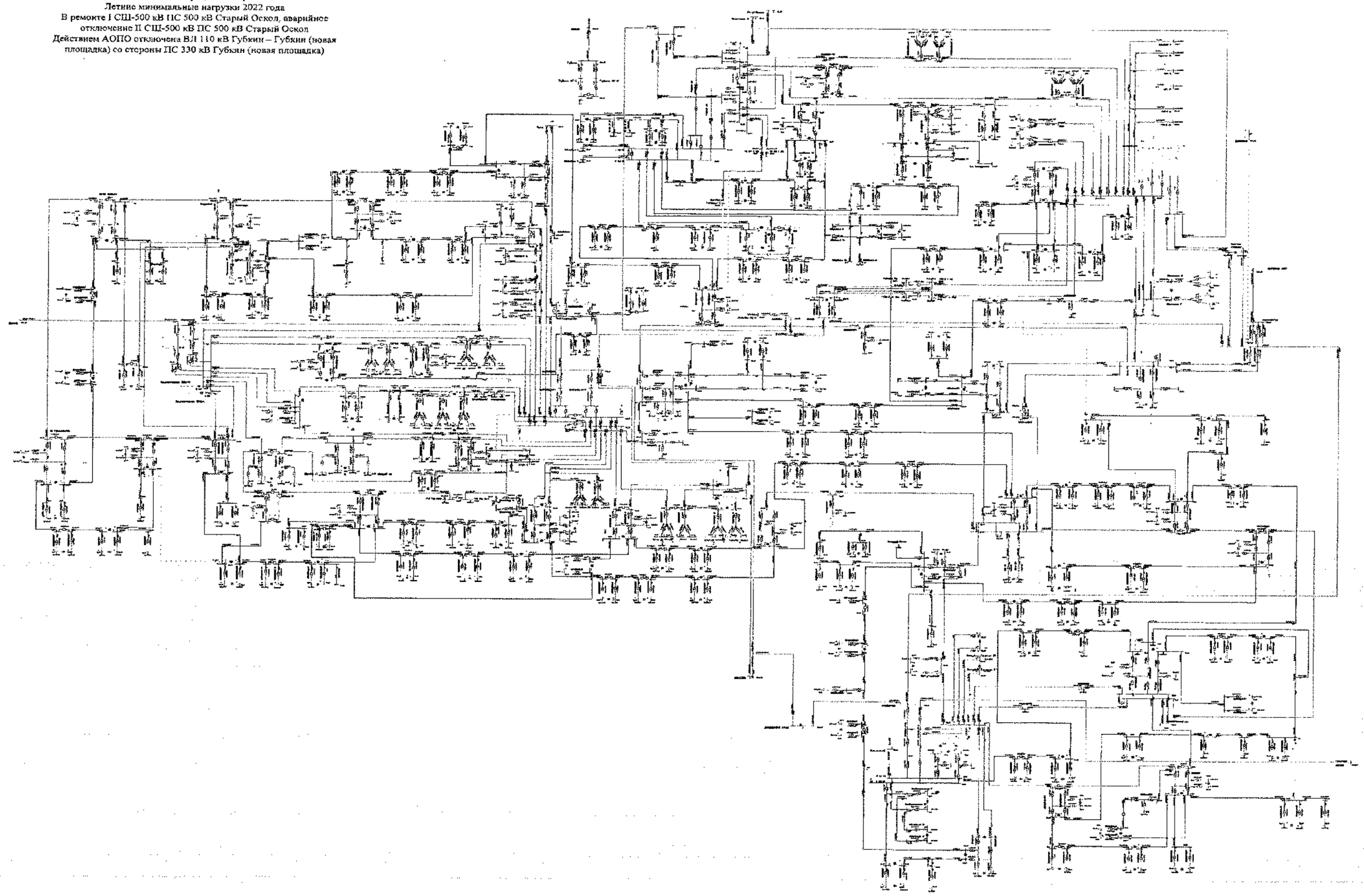
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное
отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							2100-СТП		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программы развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (ремонтные работы АОРС) Летние минимальные нагрузки 2022 года	УГП Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
ГИП									
Руководитель									

Схема 122

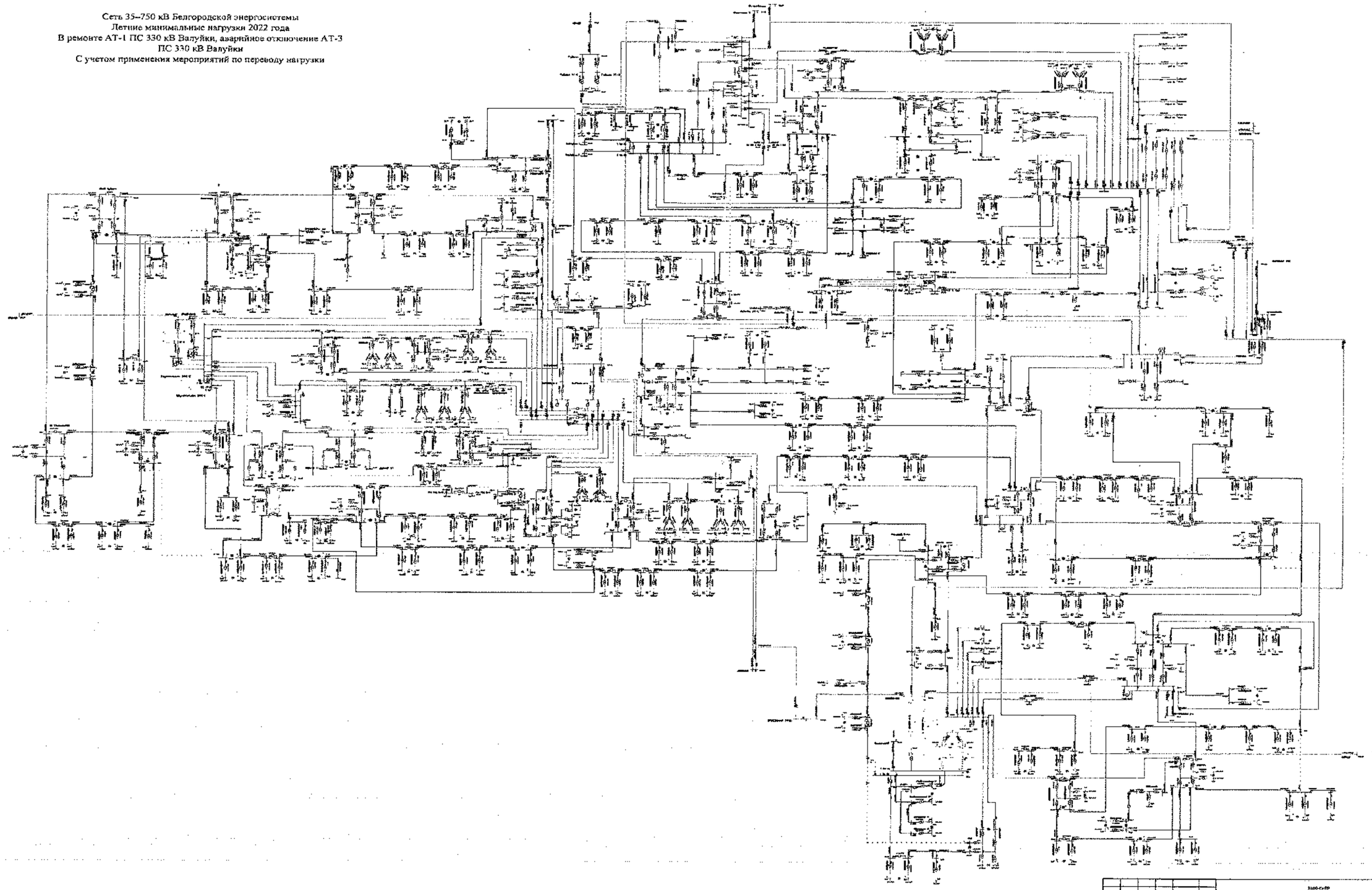
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3150-СМР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития и совершенствования электрических сетей Белгородской области на перспективный период 2018-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после действия АОПО). Летние минимальные нагрузки 2022 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Правил. копия									

Схема 123

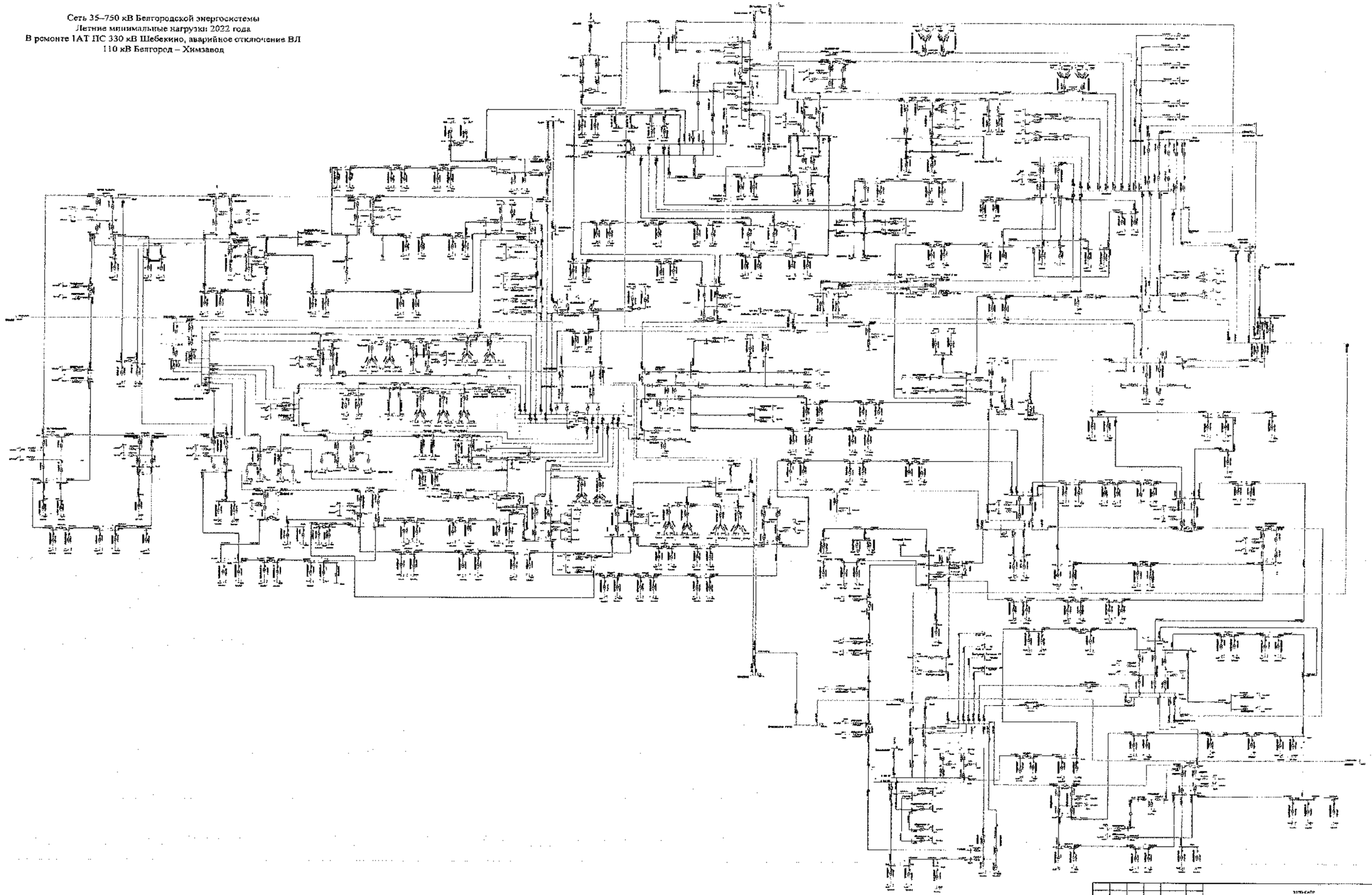
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



						3100-ГУПР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогноз развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние минимальные нагрузки 2022 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 124

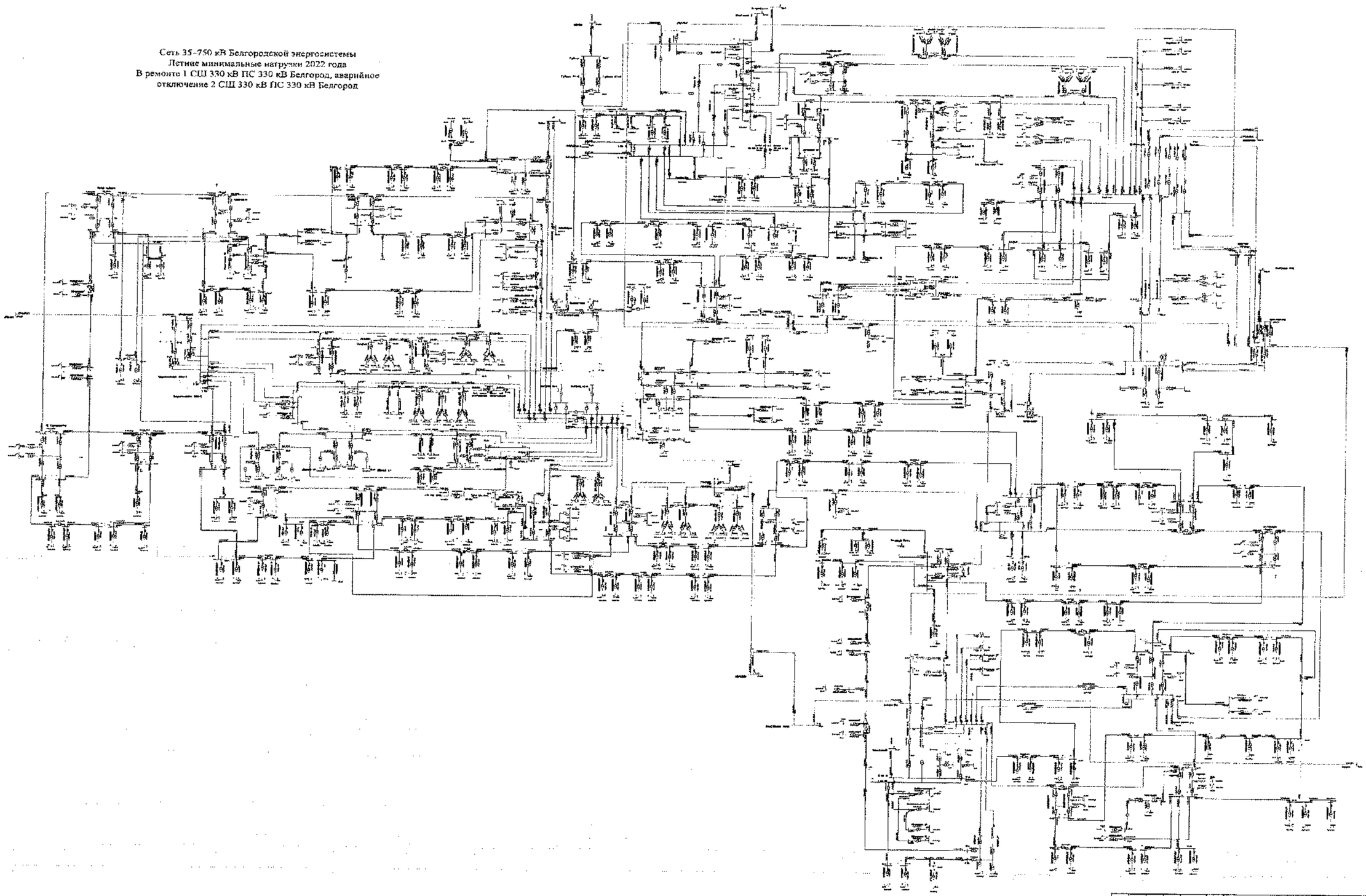
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							Сеть 35–750 кВ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электросетей Белгородской области на летний период 2021 (2025) года	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Л		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Летние минимальные нагрузки 2022 года	УТР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 125

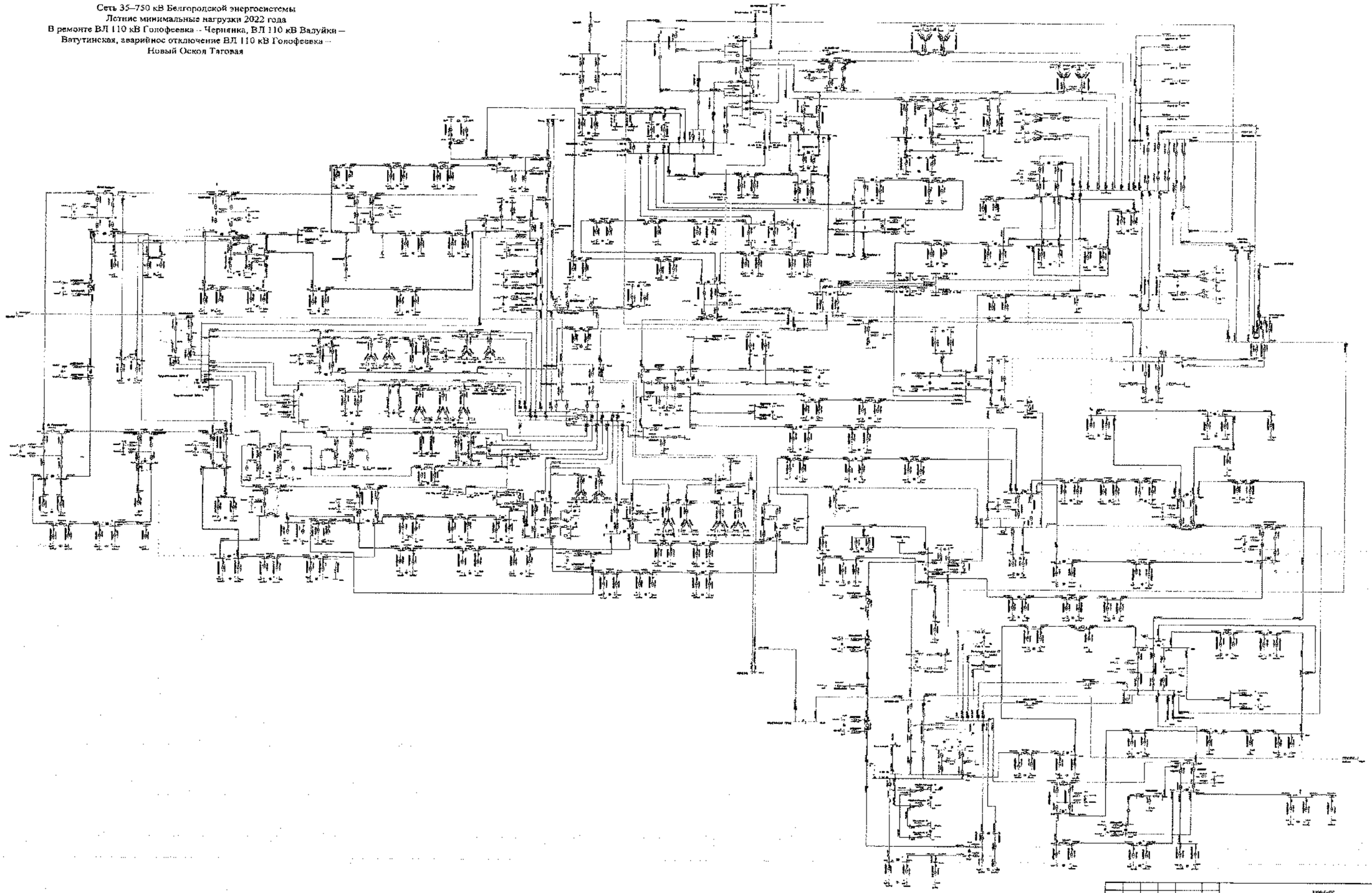
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							3100-СА/П		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и напряжения (значения) контрольных точек Белгородской области на летний минимальный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние минимальные нагрузки 2022 года	УПР ф-филиал ПАО «ФСК ЕЭС» «Центр» - «Белгородское»		
Утвердил									

Схема 126

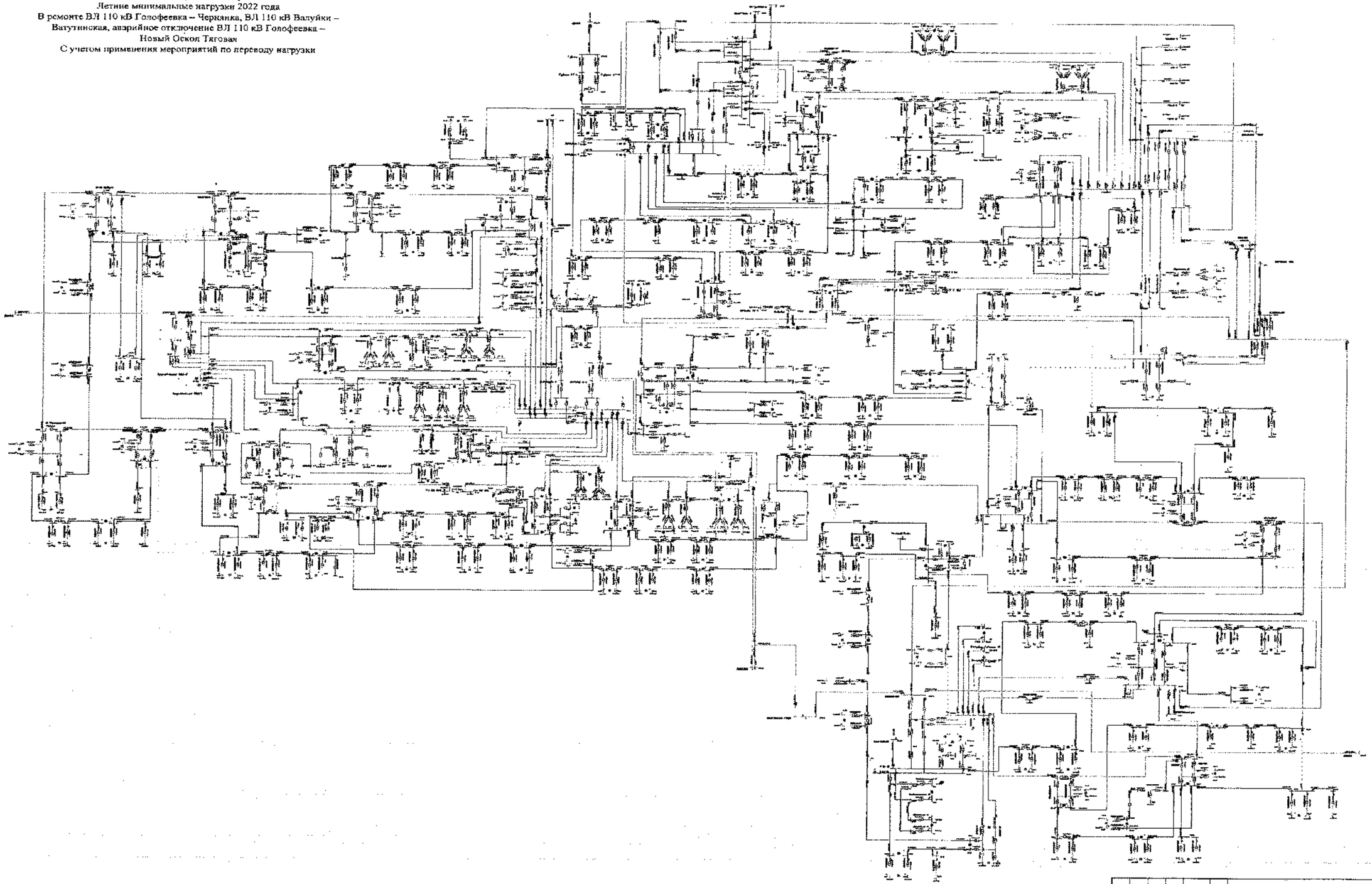
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая



						3100-ЭЛТР	
						Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата		
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на летний период 2013-2045 года	Стадия: П	Лист	Листов
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						В ремонте: ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2022 года	УПР ф-л ОАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 127

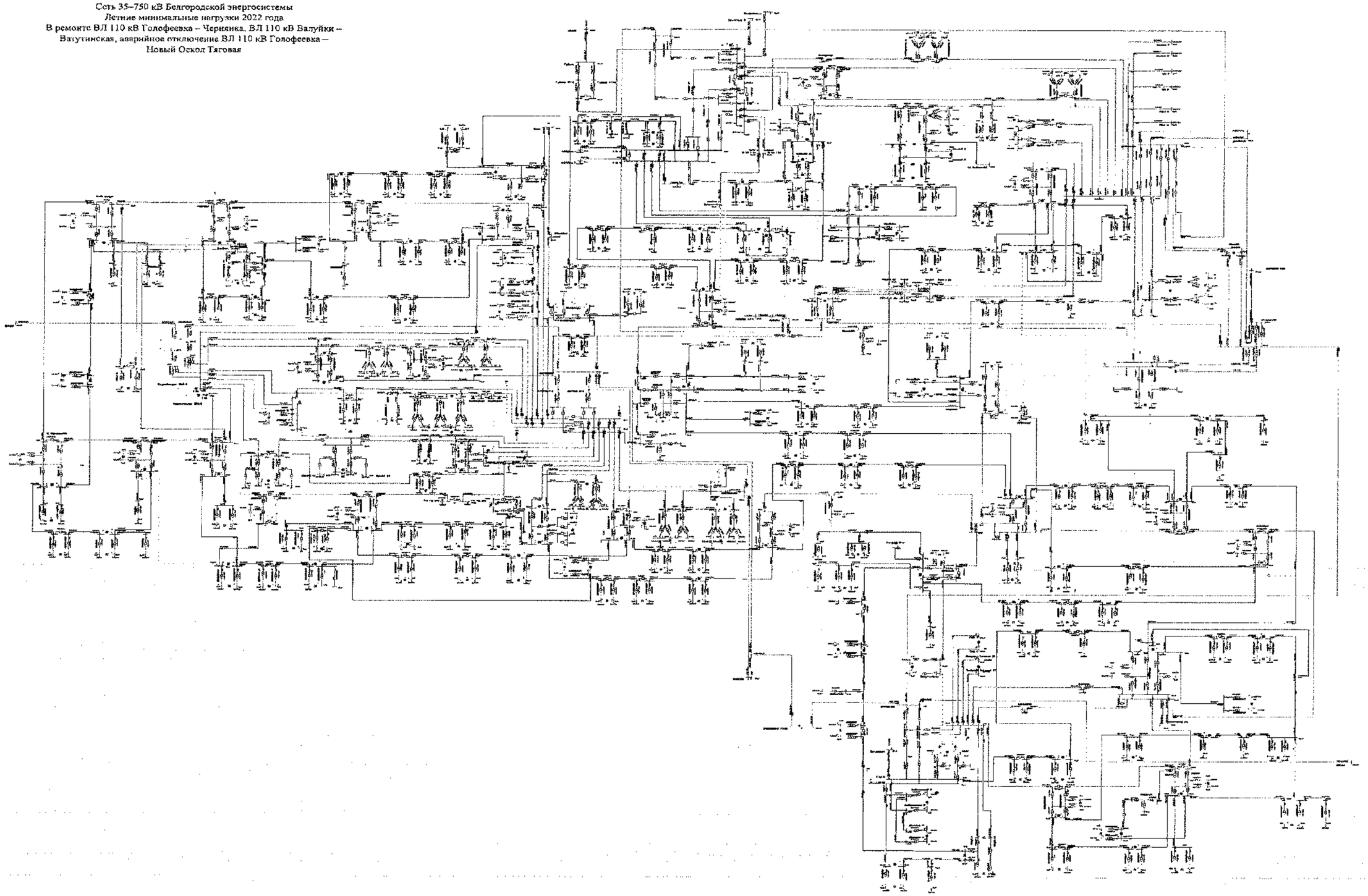
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Черканка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							ЭТАЛОН-ПР	
							Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и программа развития электросетевого комплекса Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Черканка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2022 года	ИТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

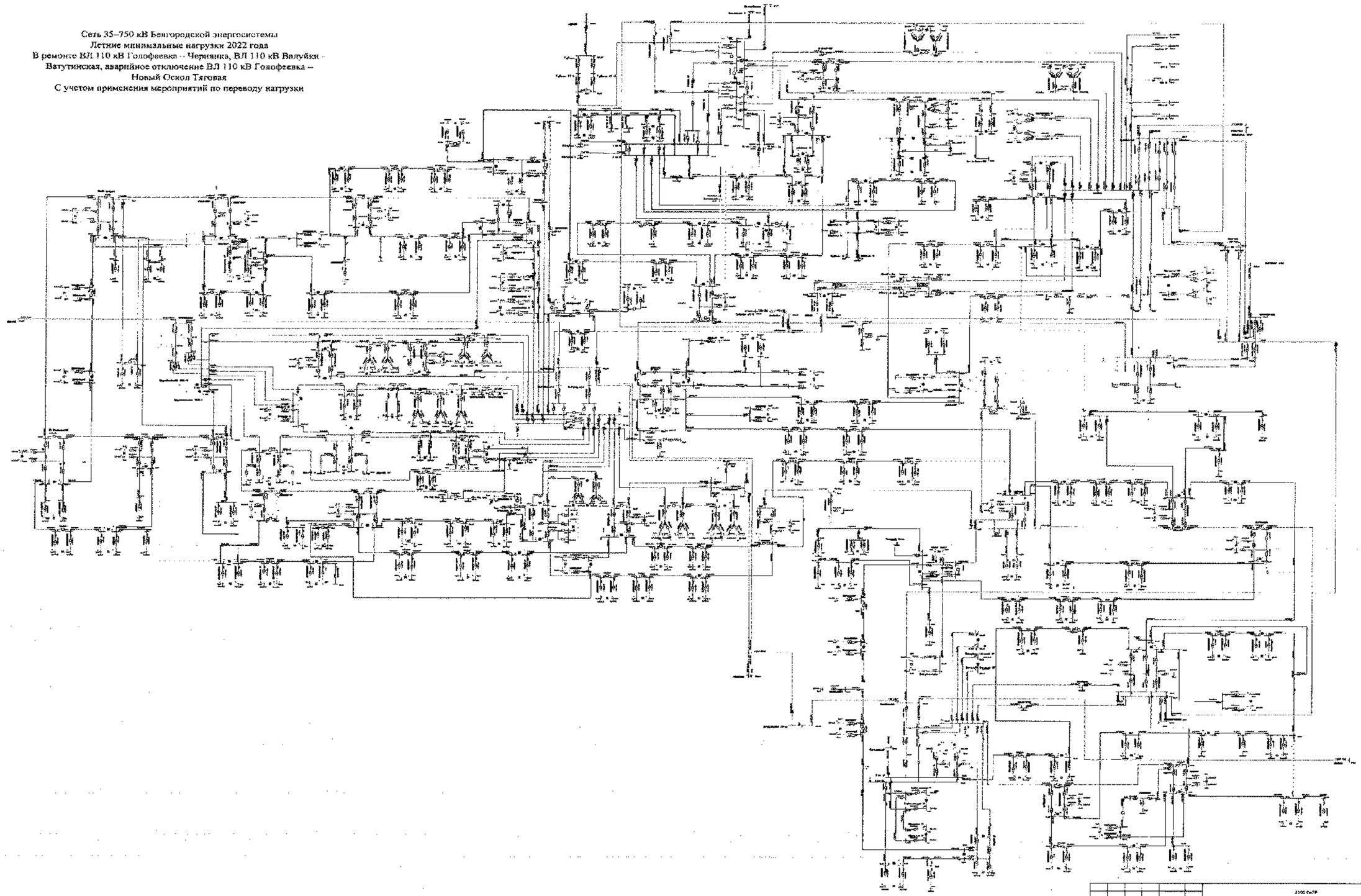
Схема 128



							3100-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Схема перспективы развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2023-2026 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Руководитель						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2022 года	УТР филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 129

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Черянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							2100 СиПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Руководитель							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте: ВЛ 110 кВ Голофеевка – Черянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2022 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 130

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол

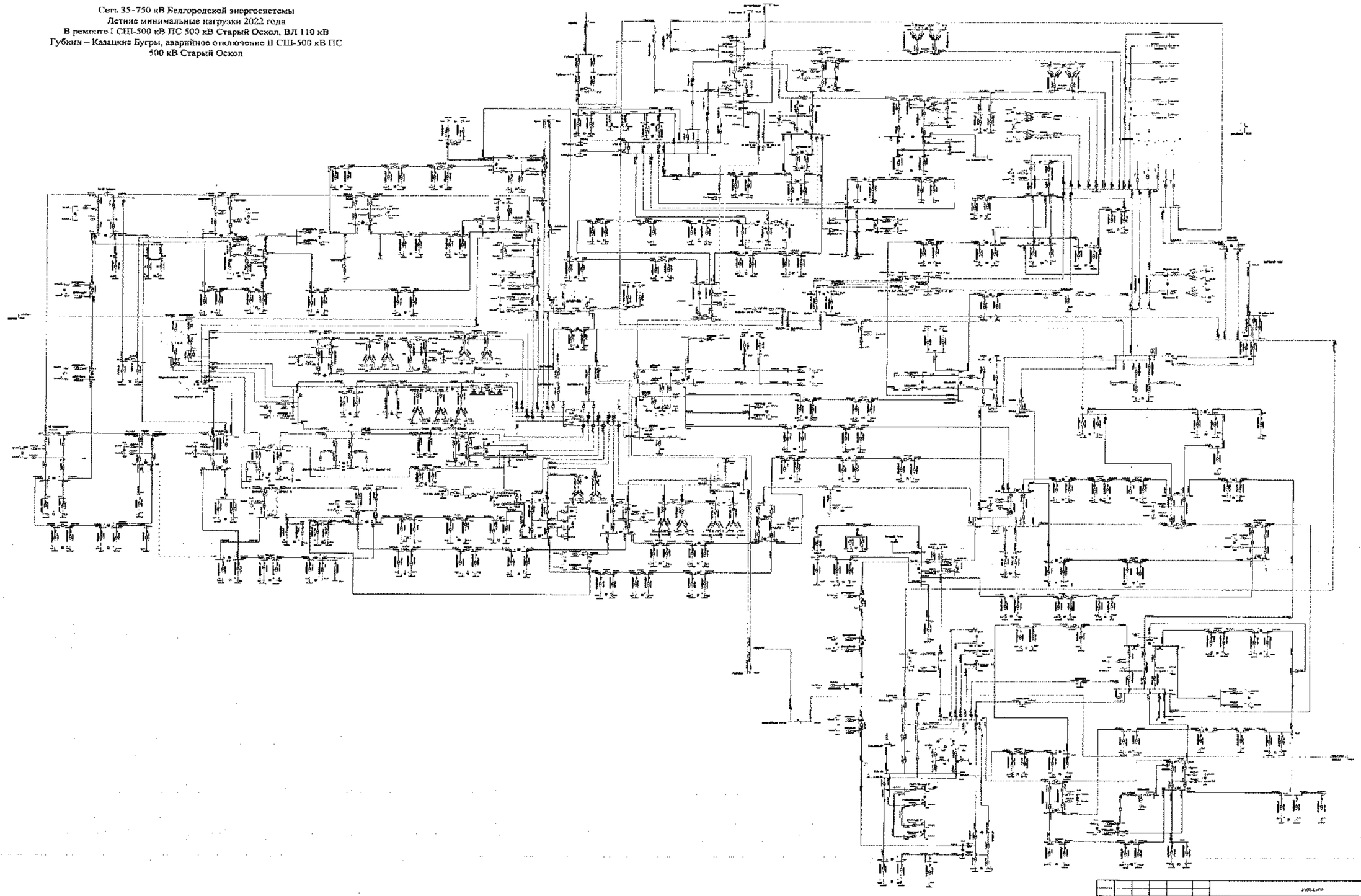
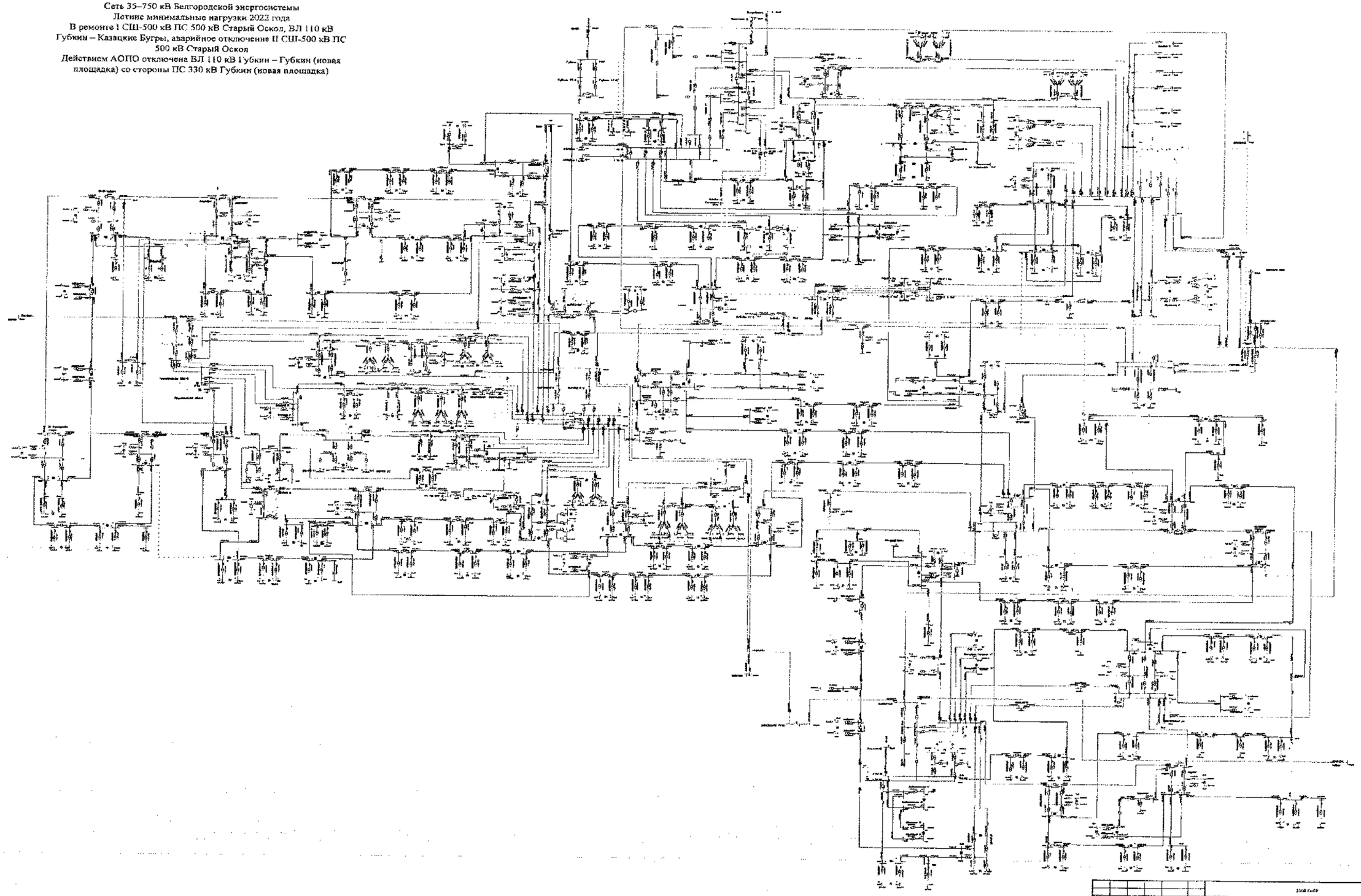


Схема 131

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте 1 СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							Этап СиПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработчик						Схема и развитие сетей ПАО «Россети Центр» Белгородской области на начальный период 2021-2031 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Гл. инженер проекта									
Нач. отдела									
Нормоконтролер						В ремонте 1 СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2022 года	УТР филиал ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 132

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

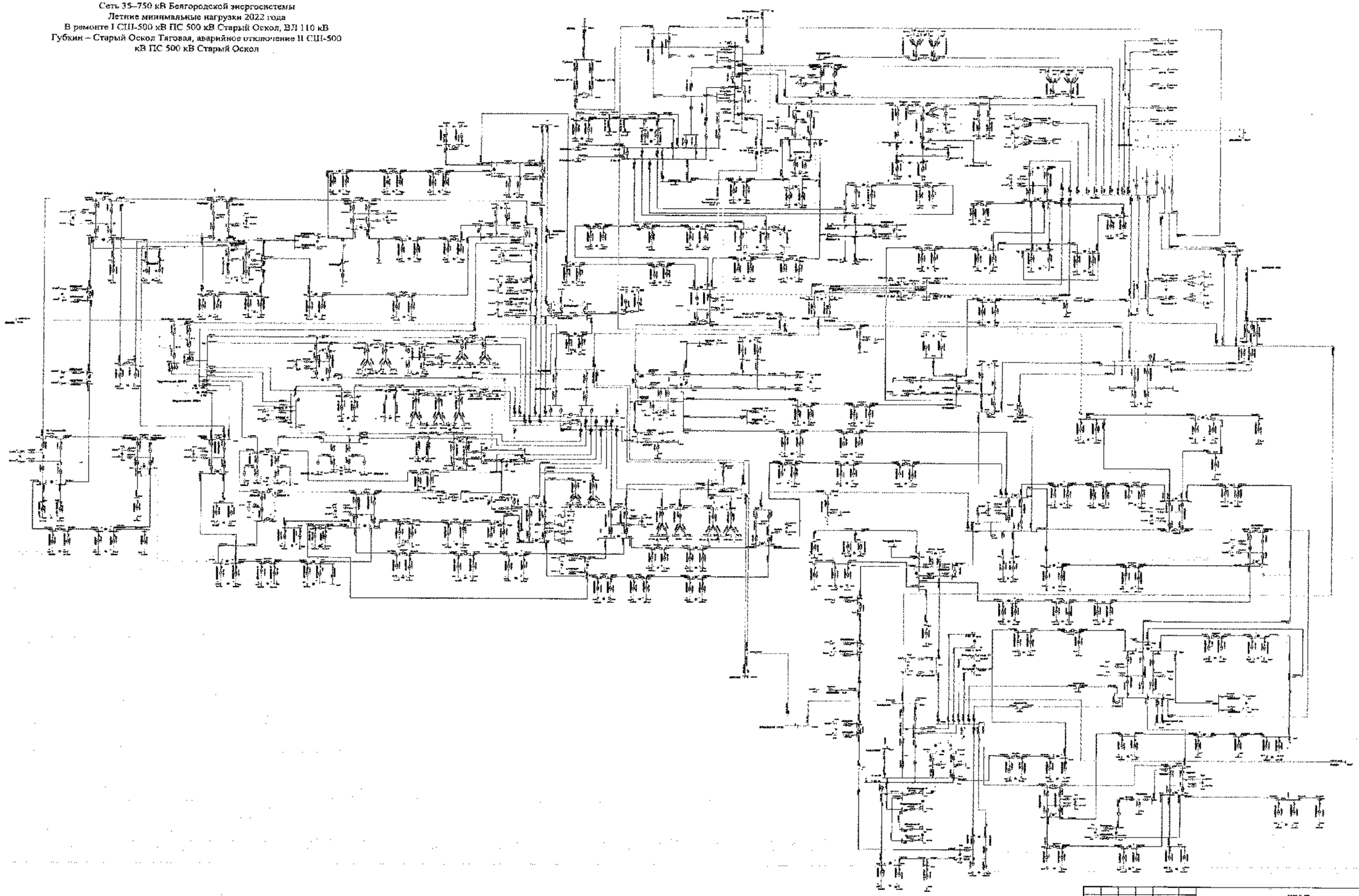
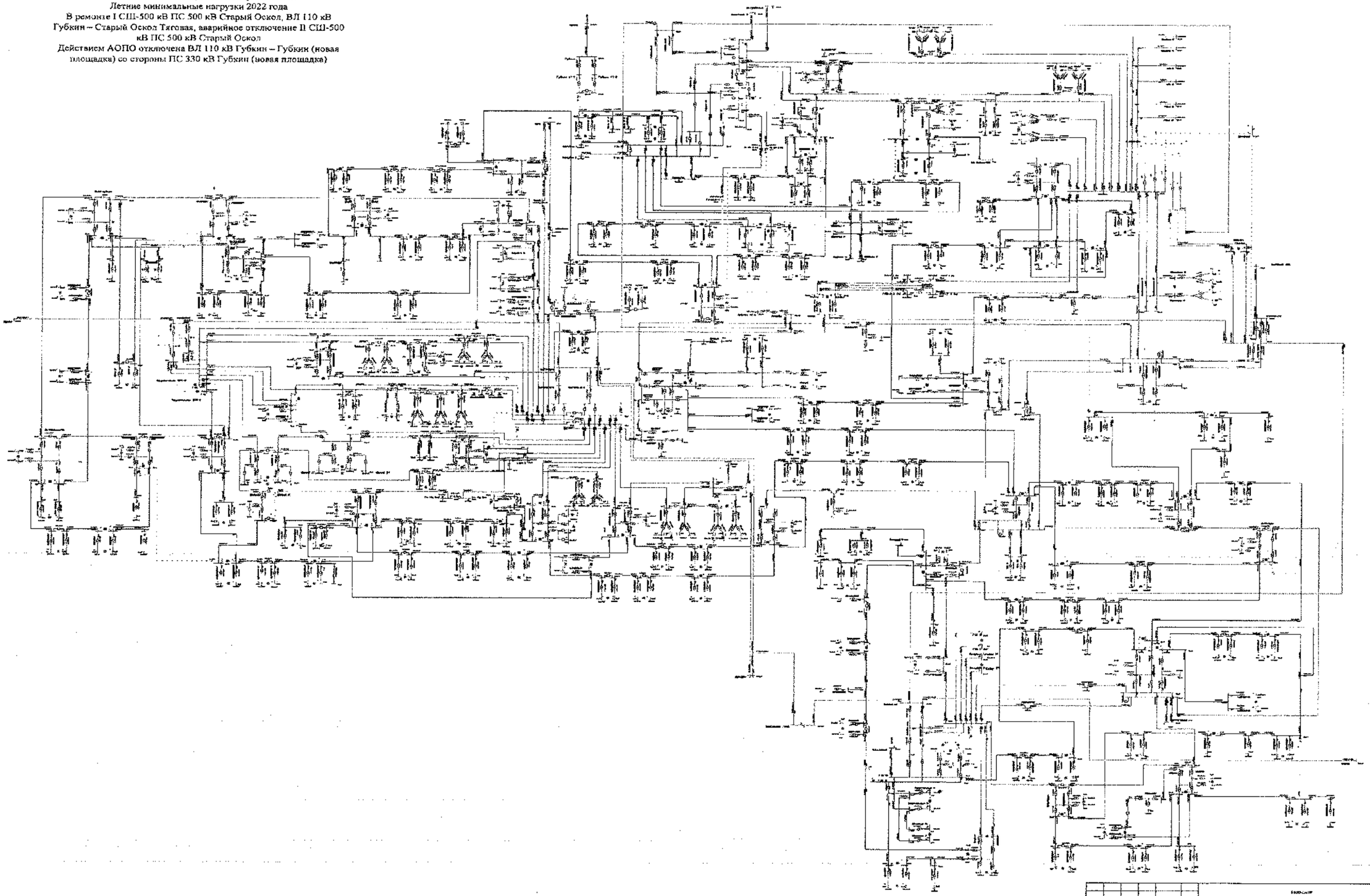


Схема 133

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата
Разработал					
Проверил					
Н. контр.					
ГИП					
Утвердил					

АО «СО ЕЭС»

Белгородская область

Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2023-2027 годы

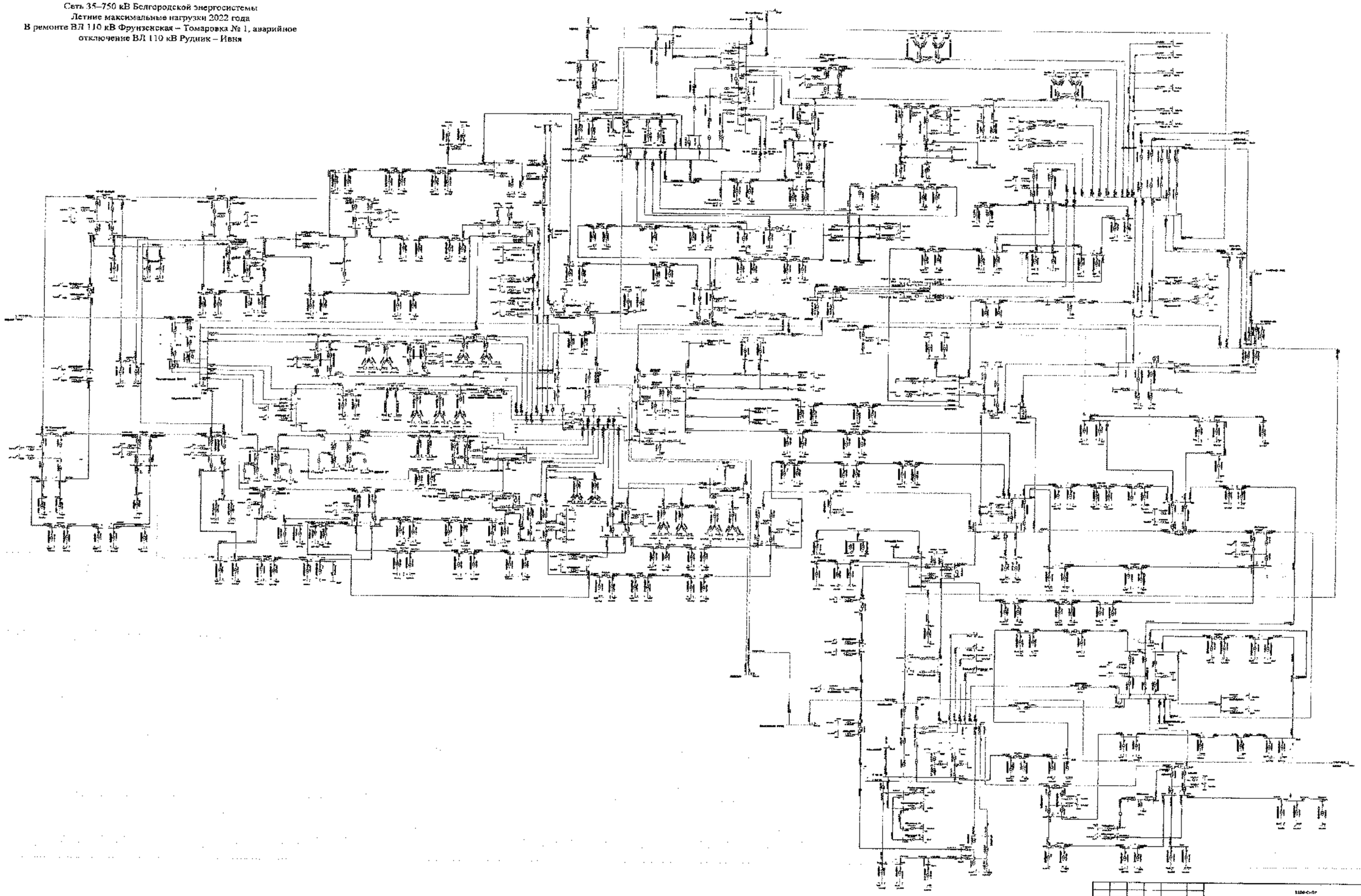
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2022 года

Стадия	Лист	Листов
Р		

УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

Схема 134

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							3100-СхПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и проекция развития электроэнергетики Белгородской области на летний максимум нагрузки 2011 2015 годы	Стадия	Лист	Листов
Гл. инженер							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УЕР Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» «Центрэнергосеть»		
Руководитель									

Схема 135

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки

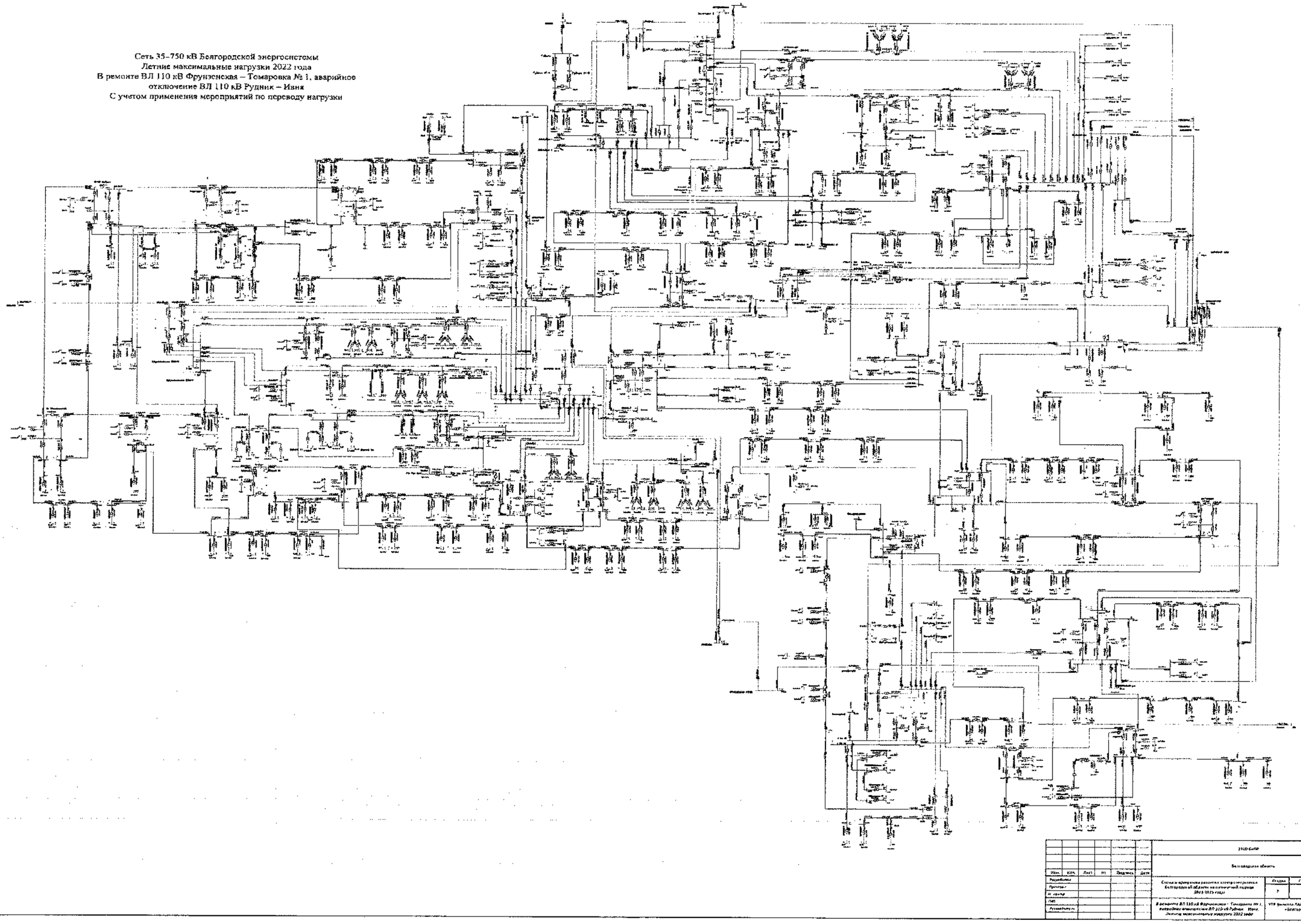
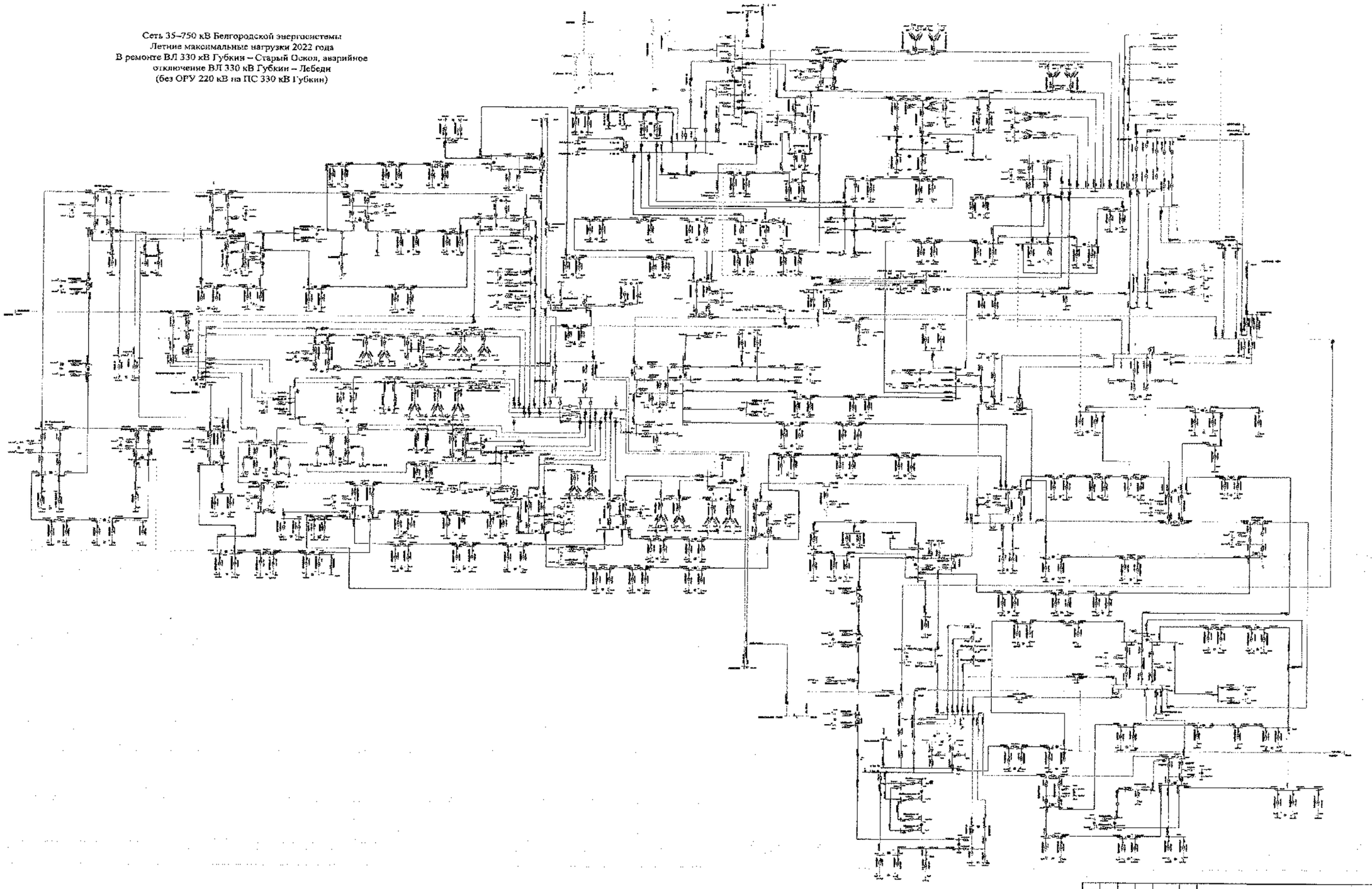


Схема 136

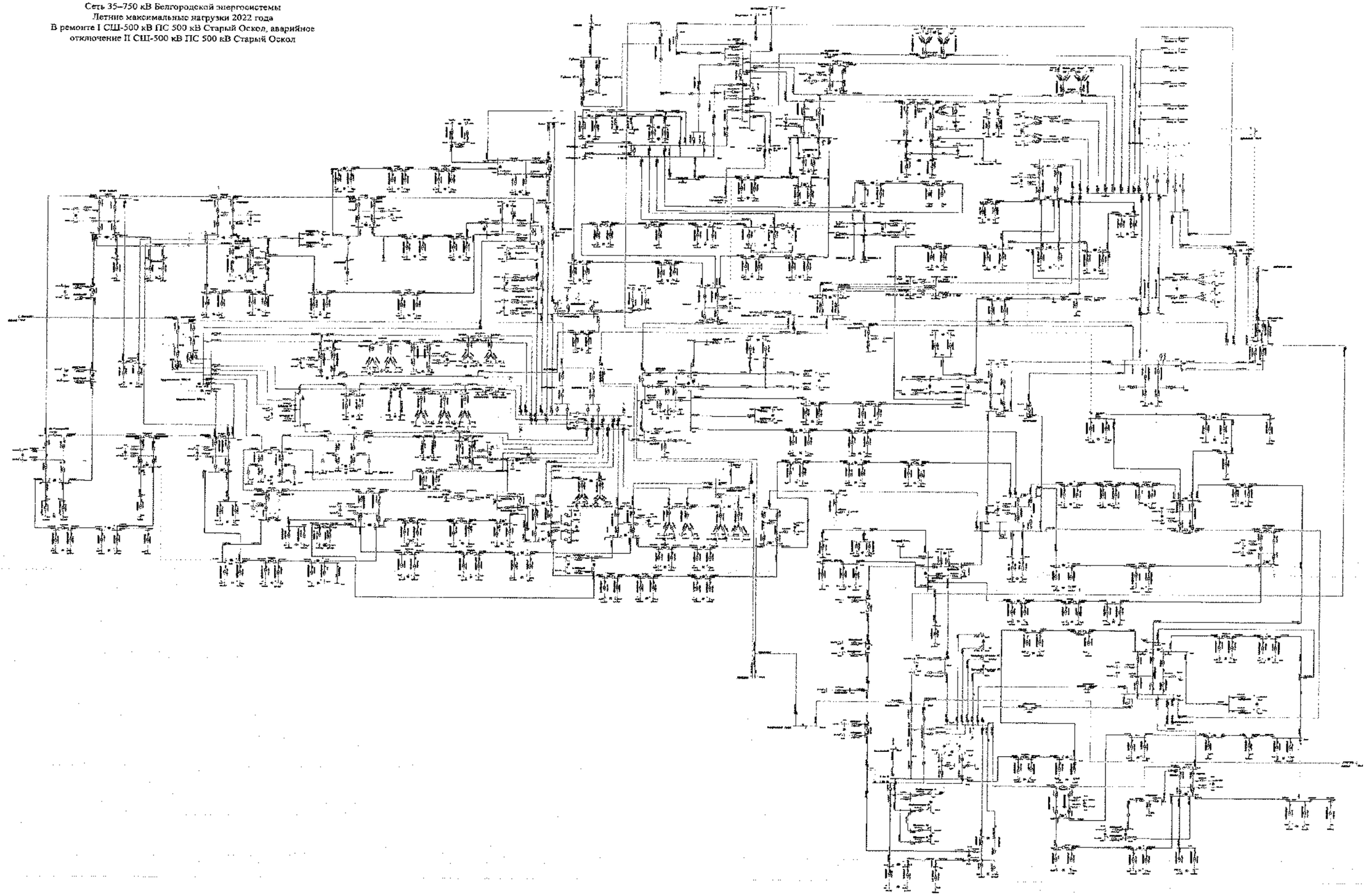
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							ЭЛЮ ЕЭПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема мониторинга развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2013-2023 г.г. (вариант)	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Л	76	
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Летние максимальные нагрузки 2022 года	УЭР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 137

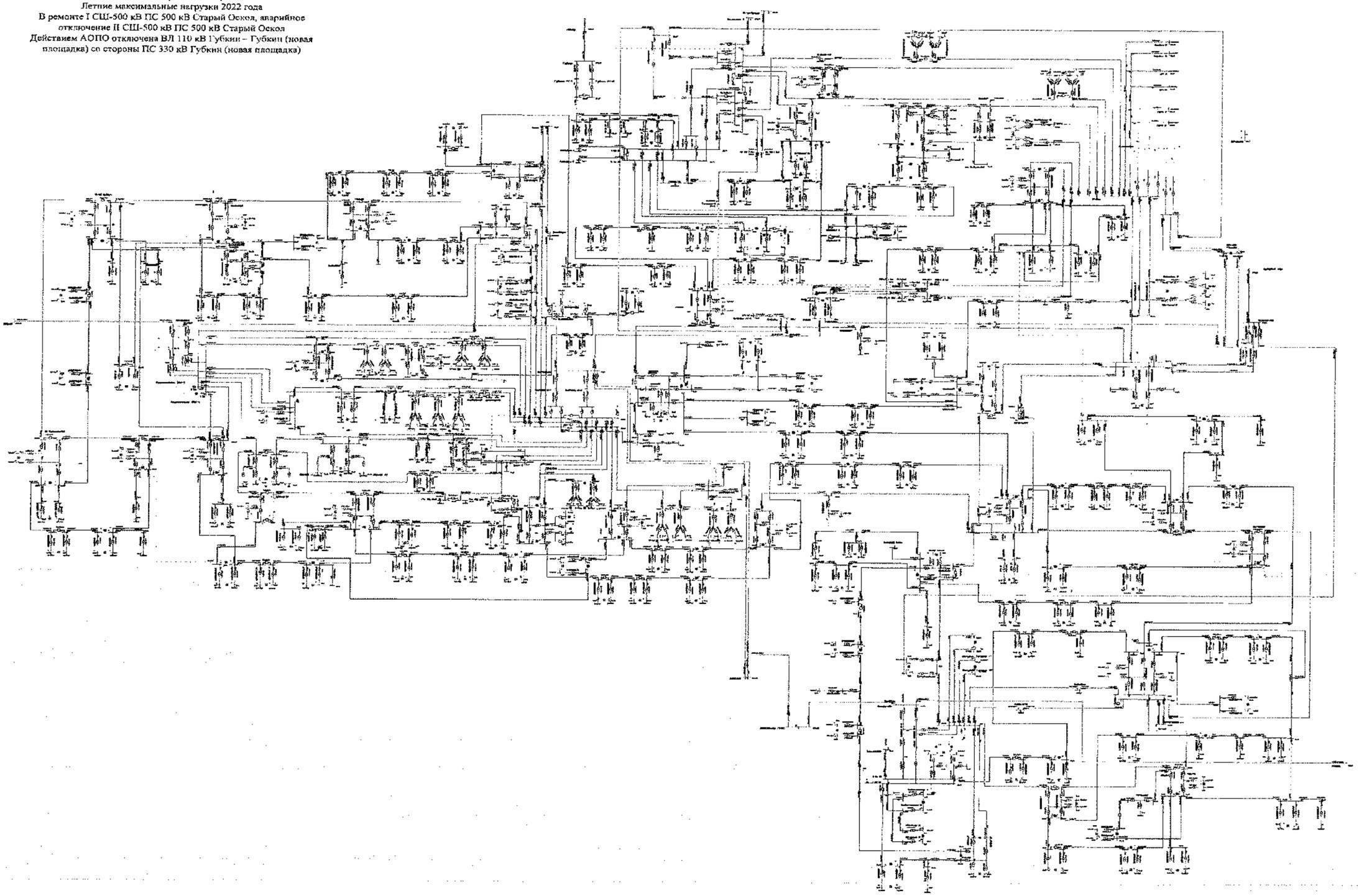
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						3160-СА/ГР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 138

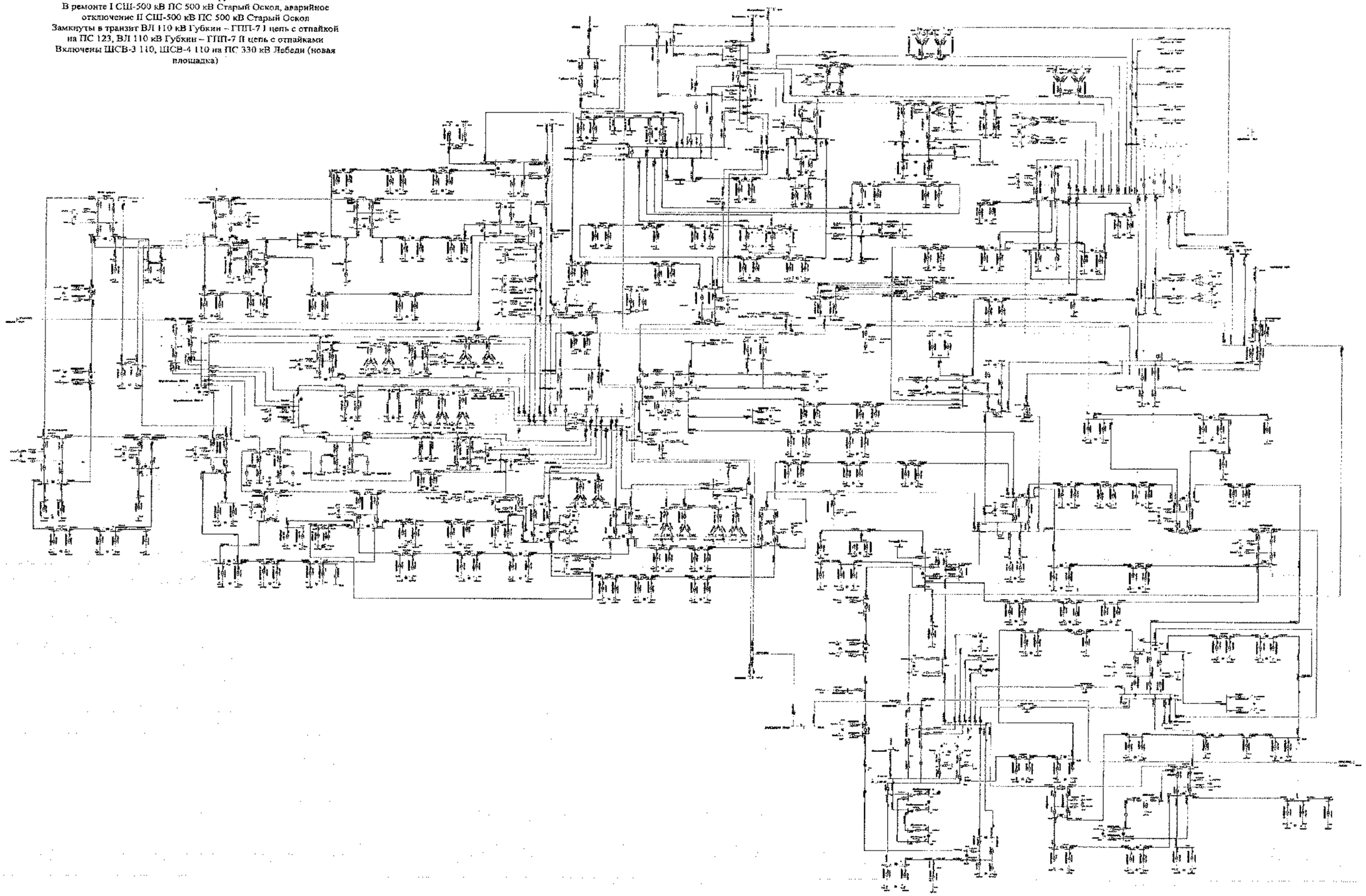
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



						3100 С-ПР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозы развития электросетевого комплекса Белгородской области на перспективный период 2023-2028 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Гл. инж.пр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УПР филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 139

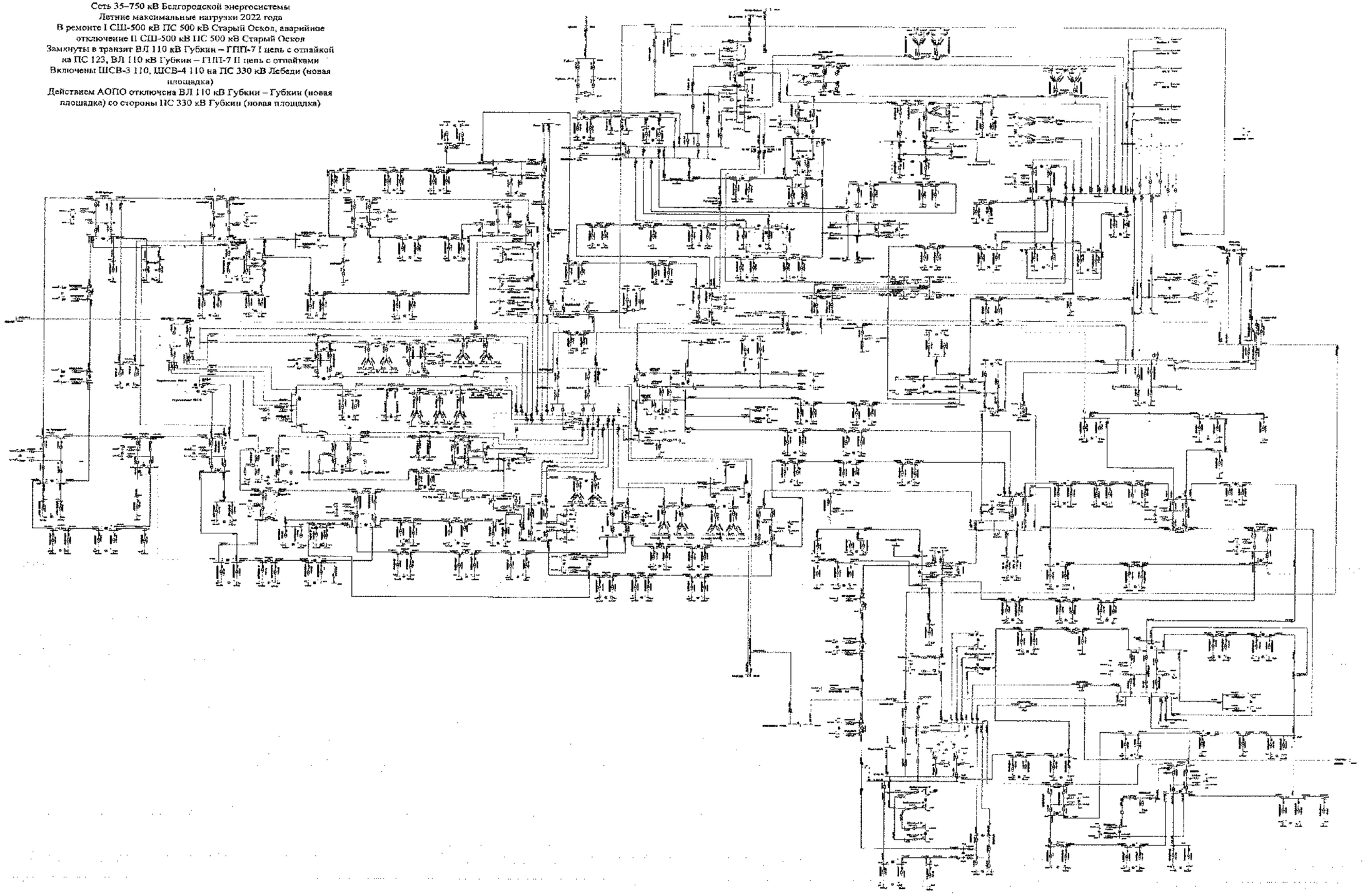
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)



							2190-ЭМТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годов	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгоэнерго»		
Утвердил									

Схема 140

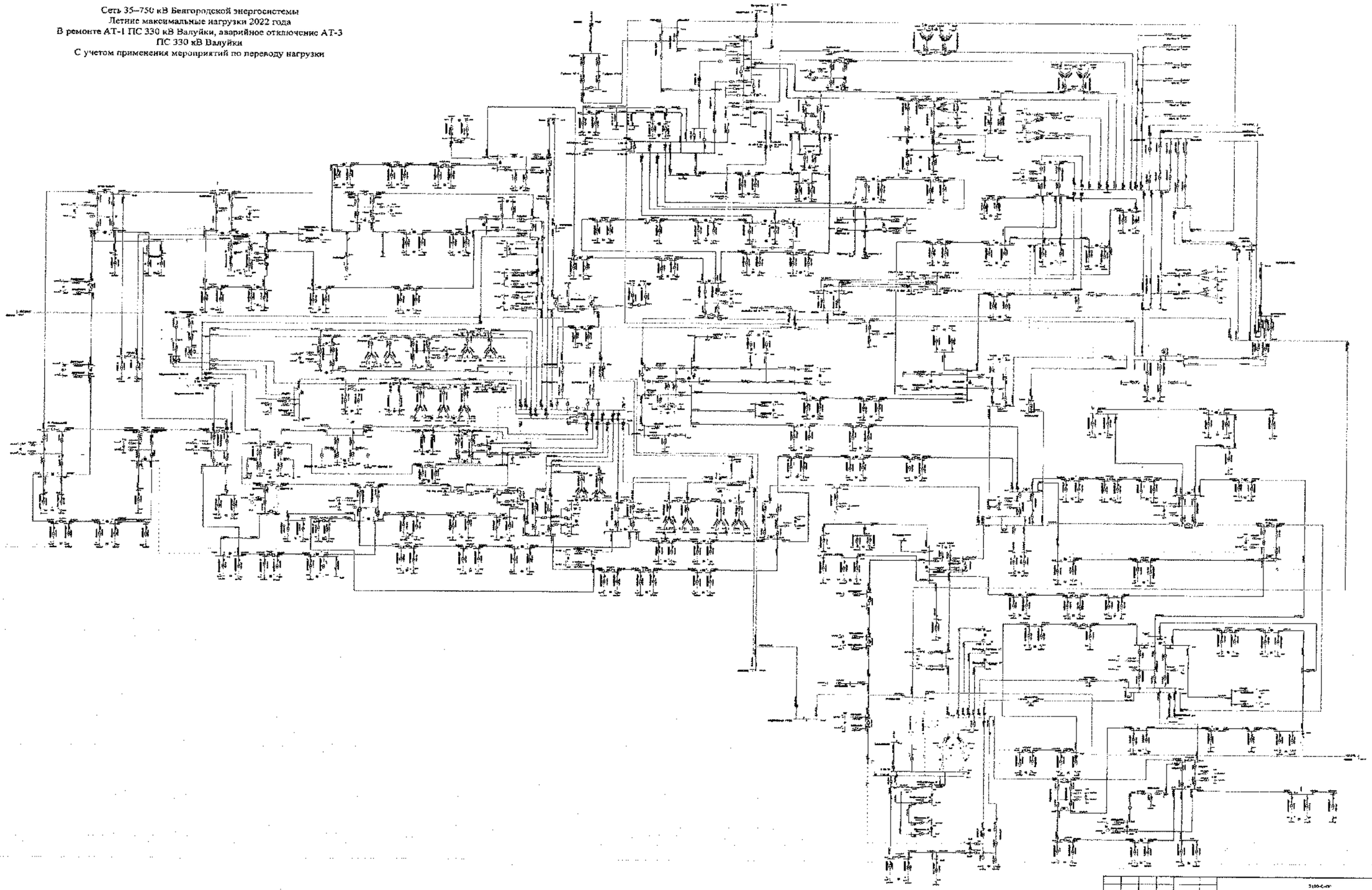
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100-СМТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозные результаты электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 141

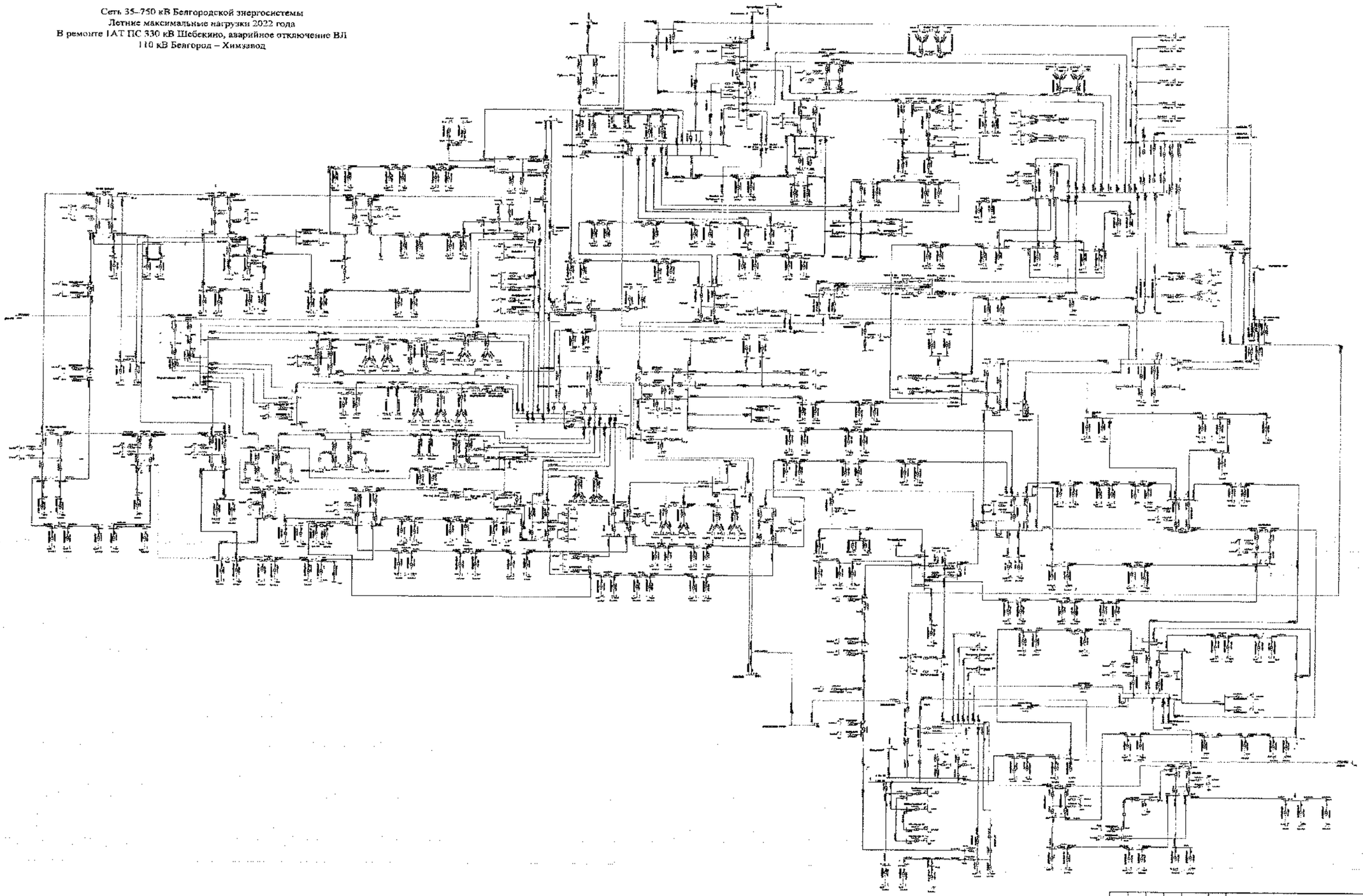
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3100-С-ЭС		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УКР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 142

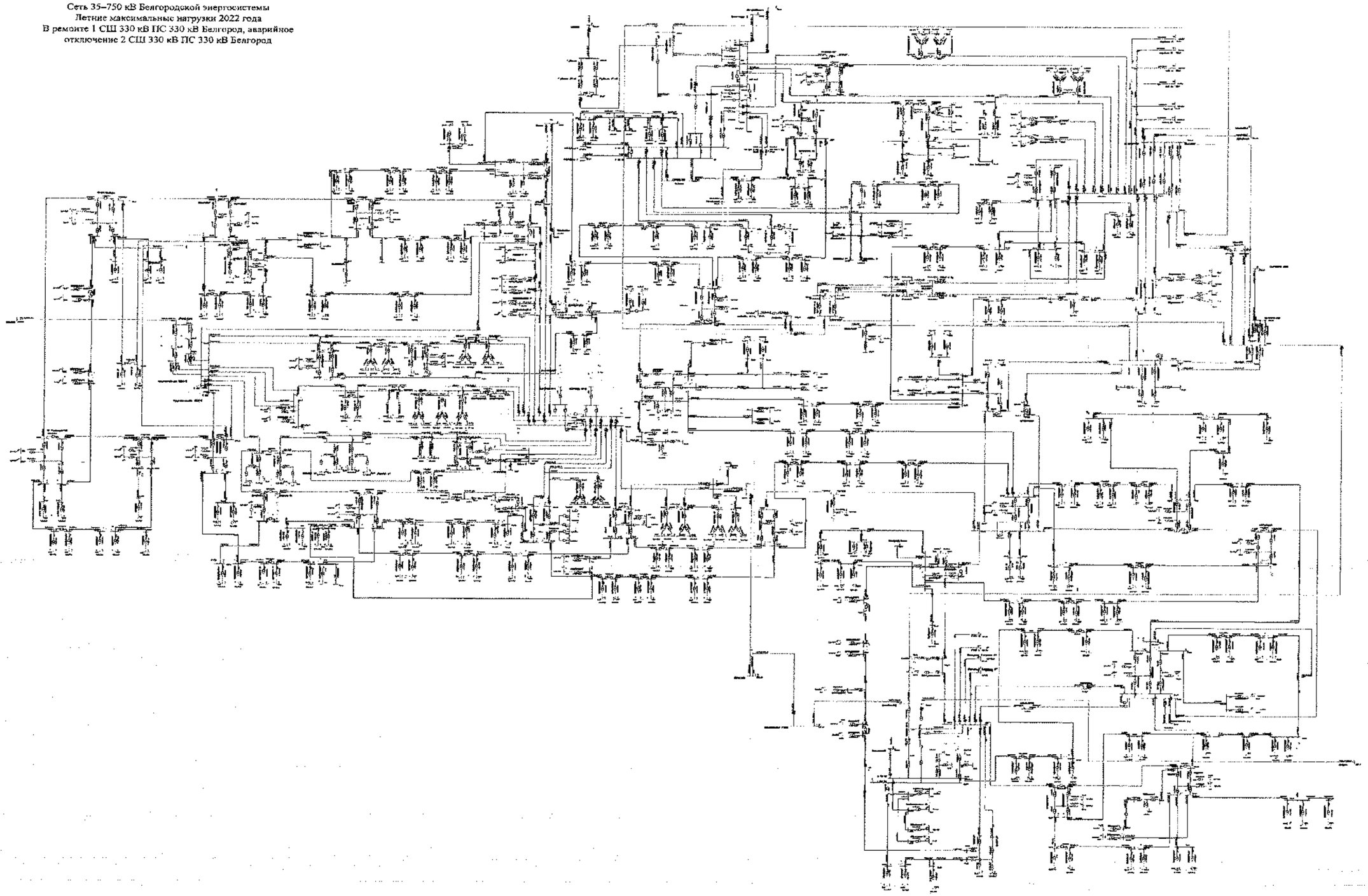
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



						3150 СиП*			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2022-2023 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Летние максимальные нагрузки 2022 года			
ГИП							УТР в составе ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 143

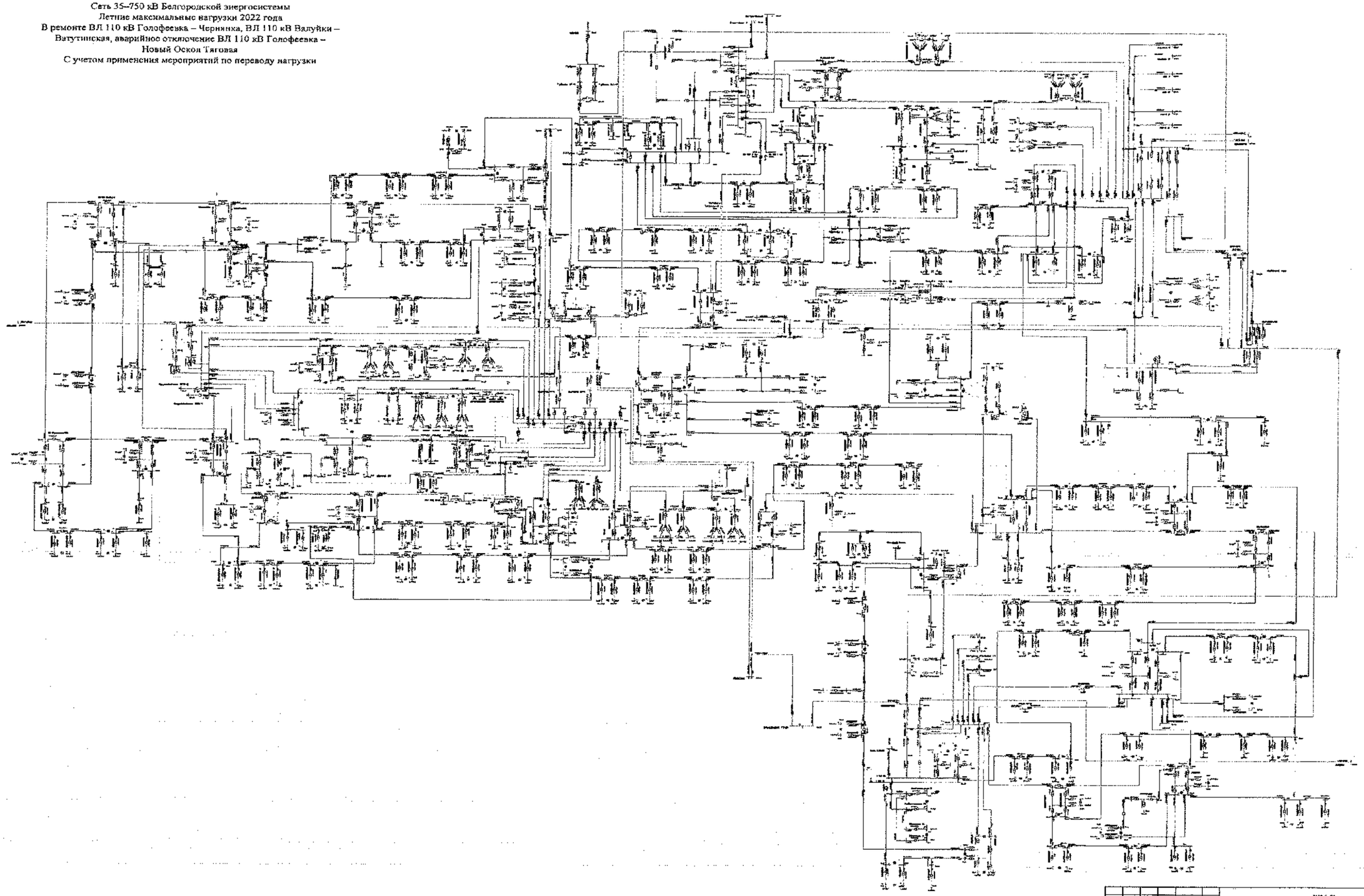
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							ДЗОО-СЕТИ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2011-2015 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП									
Утвердил						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 144

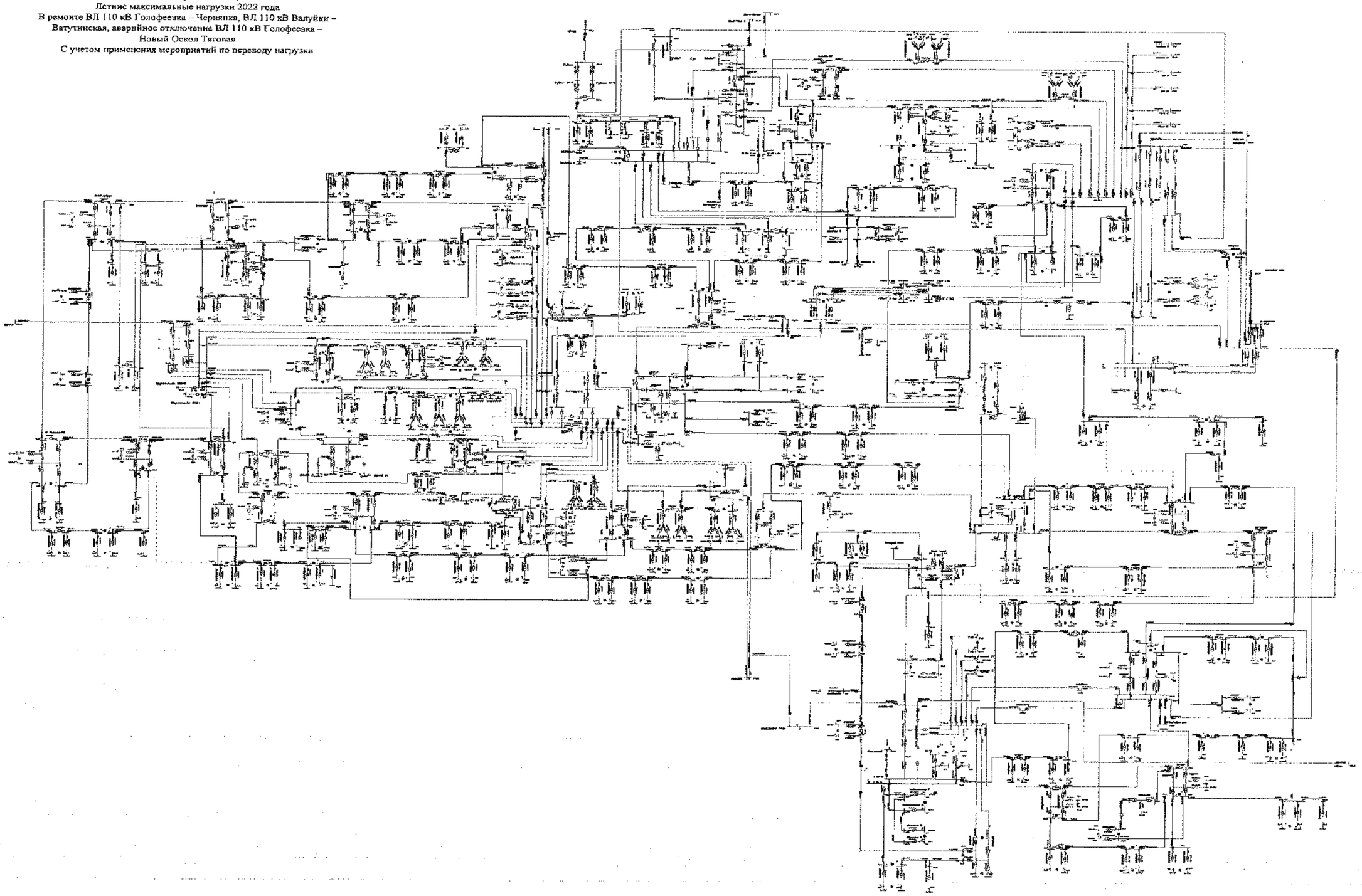
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3105-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 145

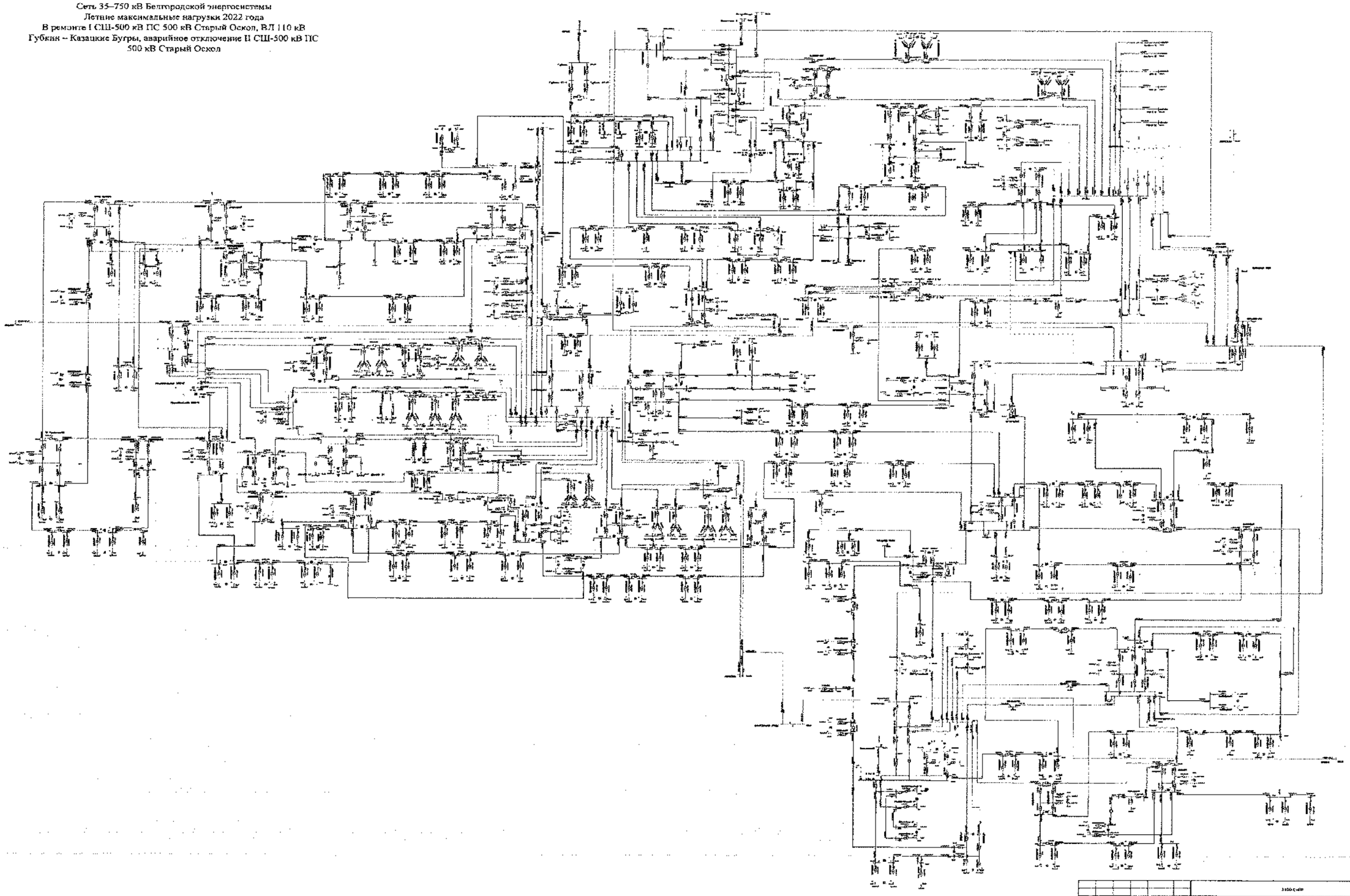
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							2100-ЕМТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал							Сетка по приближению развития электрических сетей Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								Р		
Н. контр.										
ГИП										
Руководитель							В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УПР Филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 146

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
Разработал					
Проверил					
Н. контр.					
ГИП					
Утвердил					

3.000-ЭМ

Белгородская область

Схема развития электрических сетей Белгородской области на перспективу 2018-2026 годы

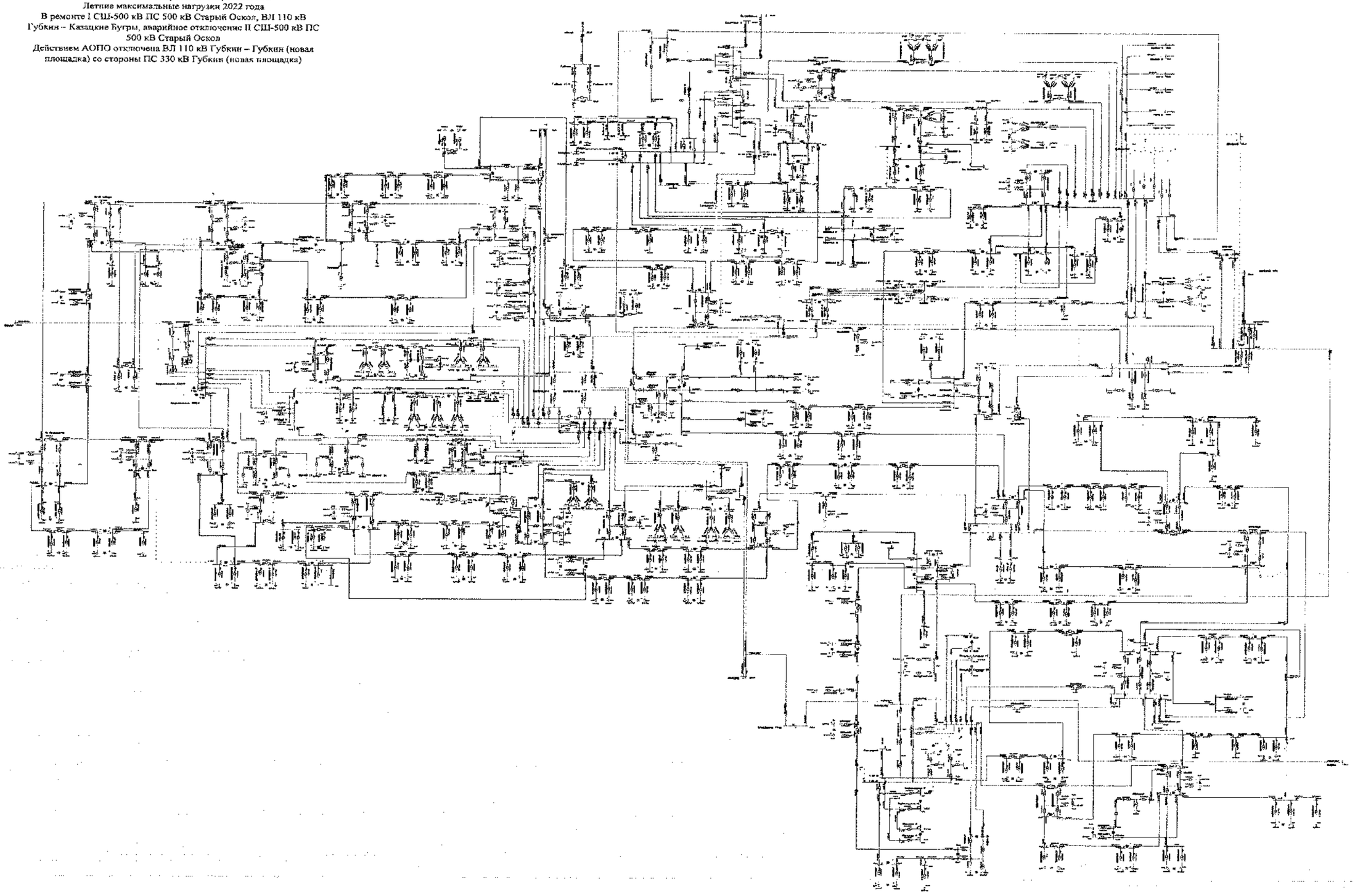
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2022 года

Стадия	Лист	Листов
П		

УПР филиала ОАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

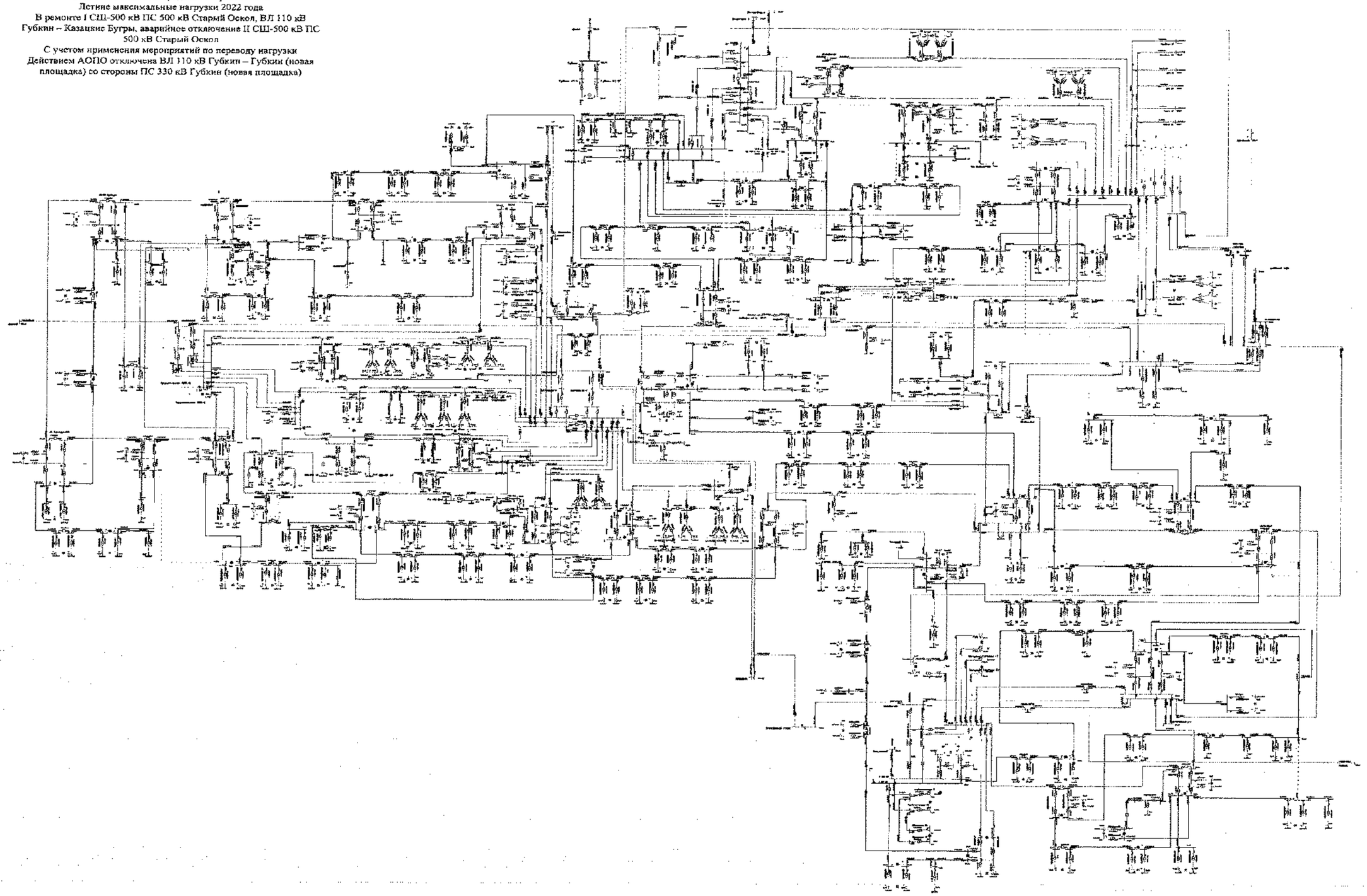
Схема 147



							3100-СЭ-ПЗ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозный баланс электроснабжения Белгородской области на летний период 2023-2027 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 148

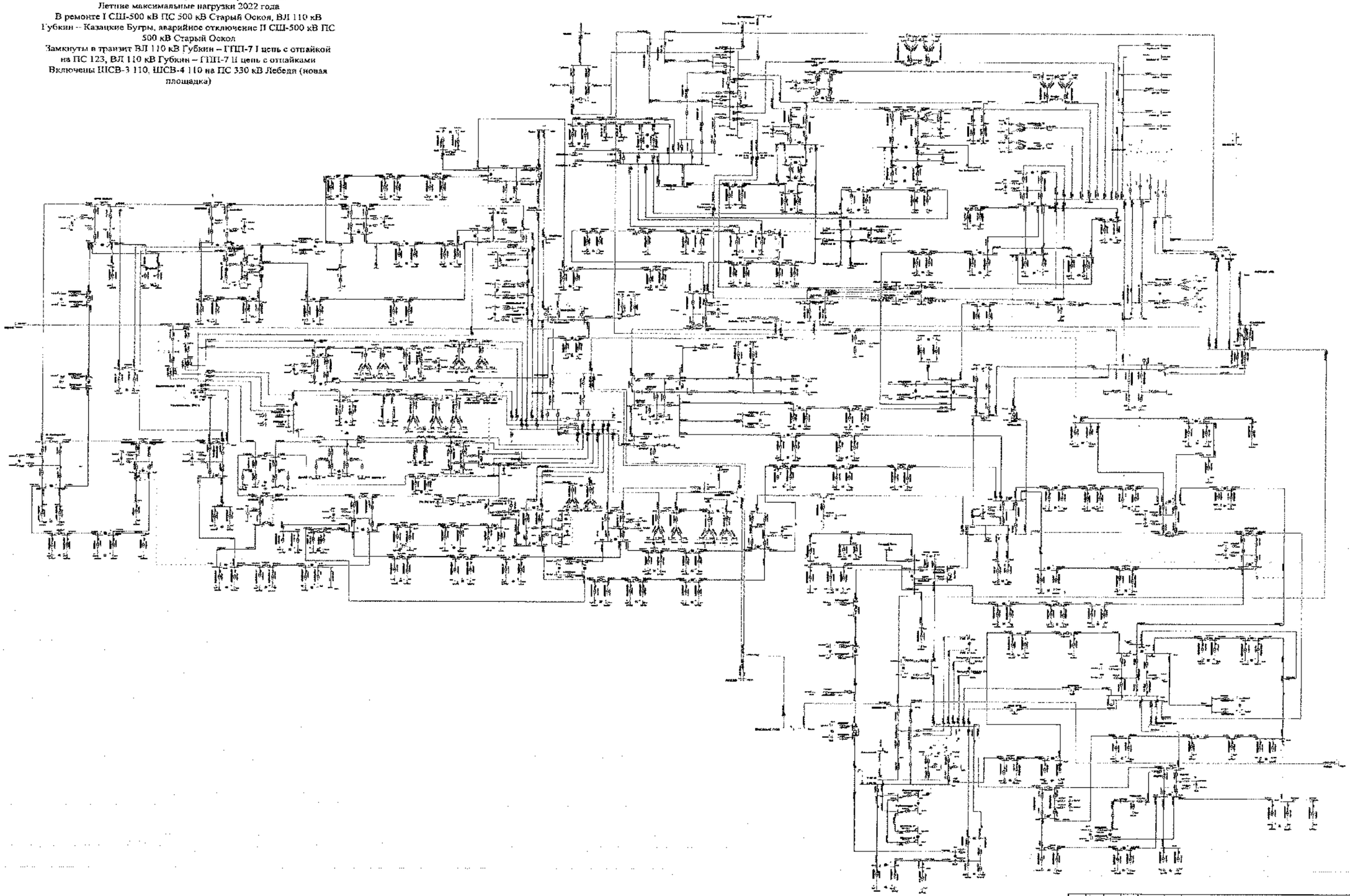
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							2203-СПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработано						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП									
Утверждено							УТВ филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 149

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебедя (новая площадка)



							ЭТПО СЕТИ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Сетевая программа развития электроснабжения Белгородской области на среднесрочную перспективу 2013-2015 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП									
Утверждал									

Схема 150

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

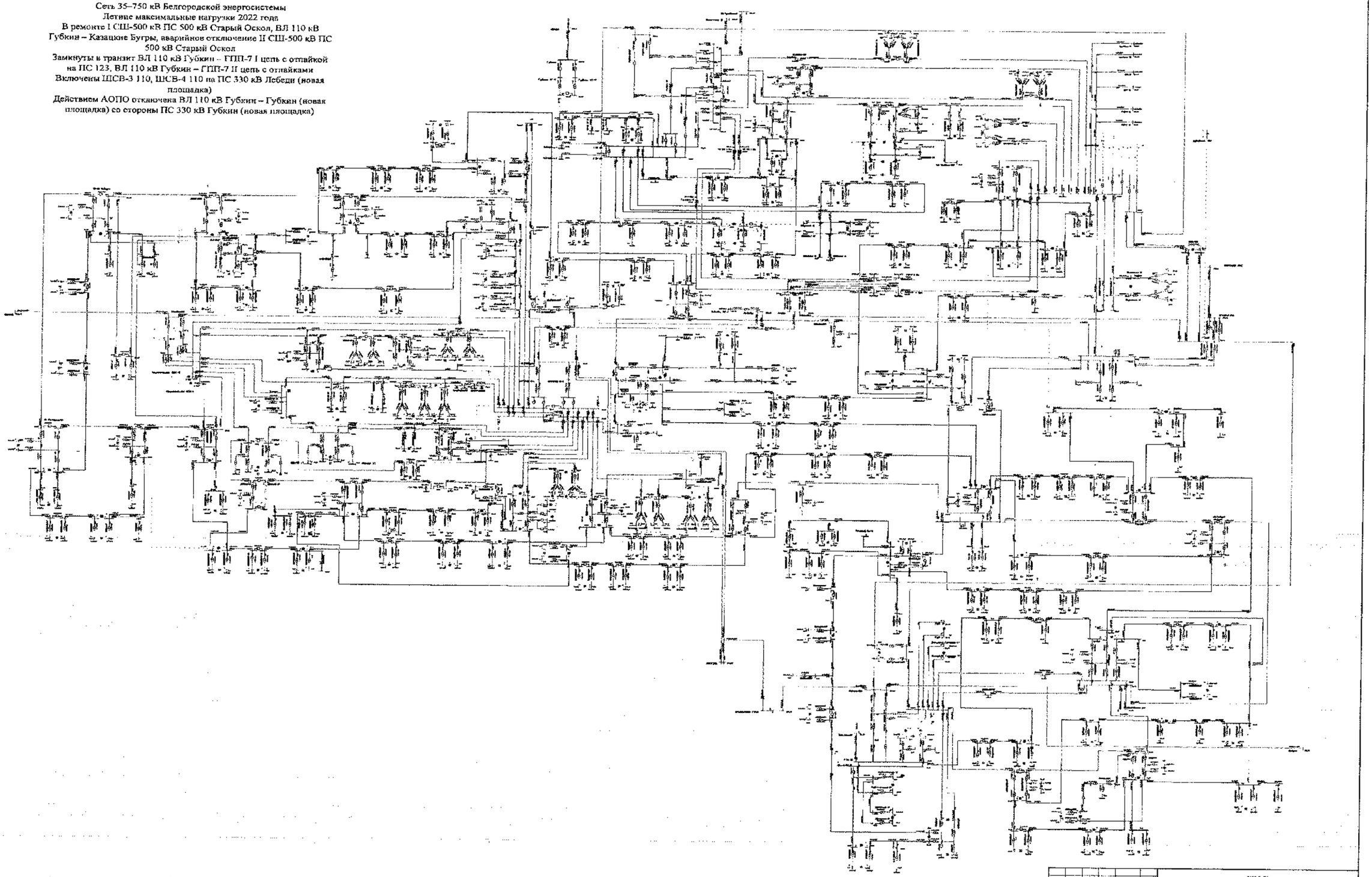
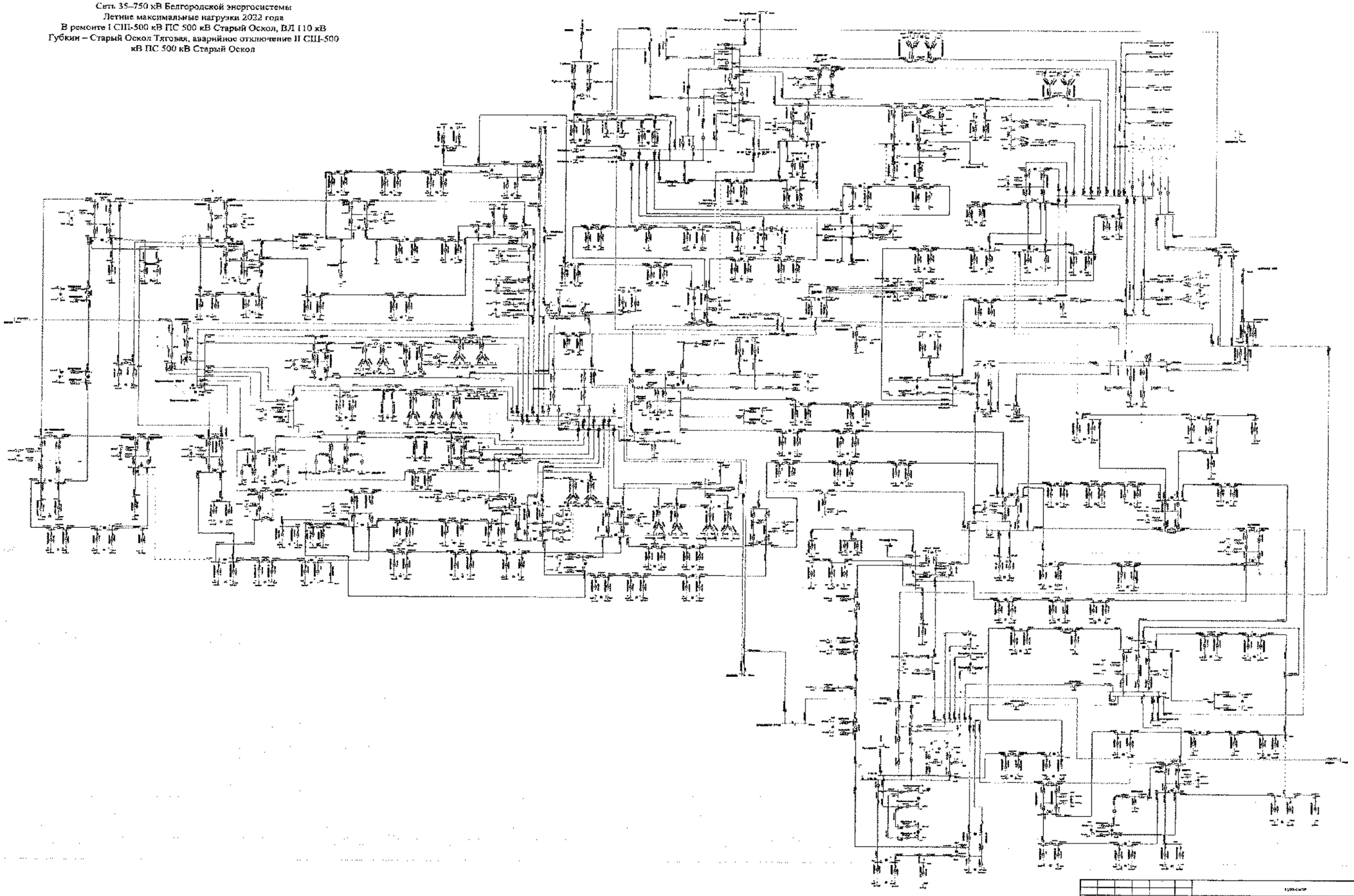


Схема 151

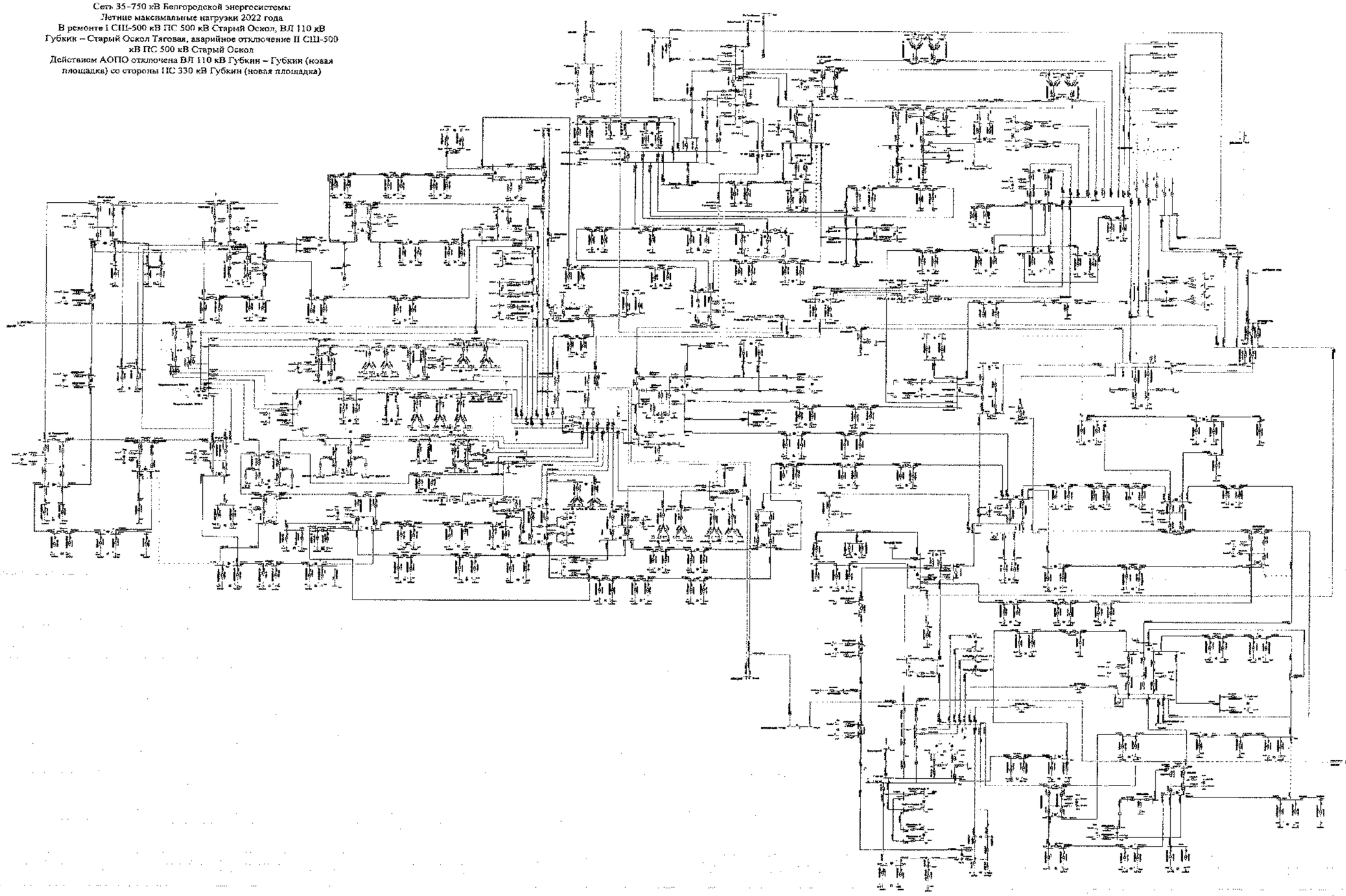
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500
кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							110-500 кВ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и развитие единой электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2022-2026 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 152

Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



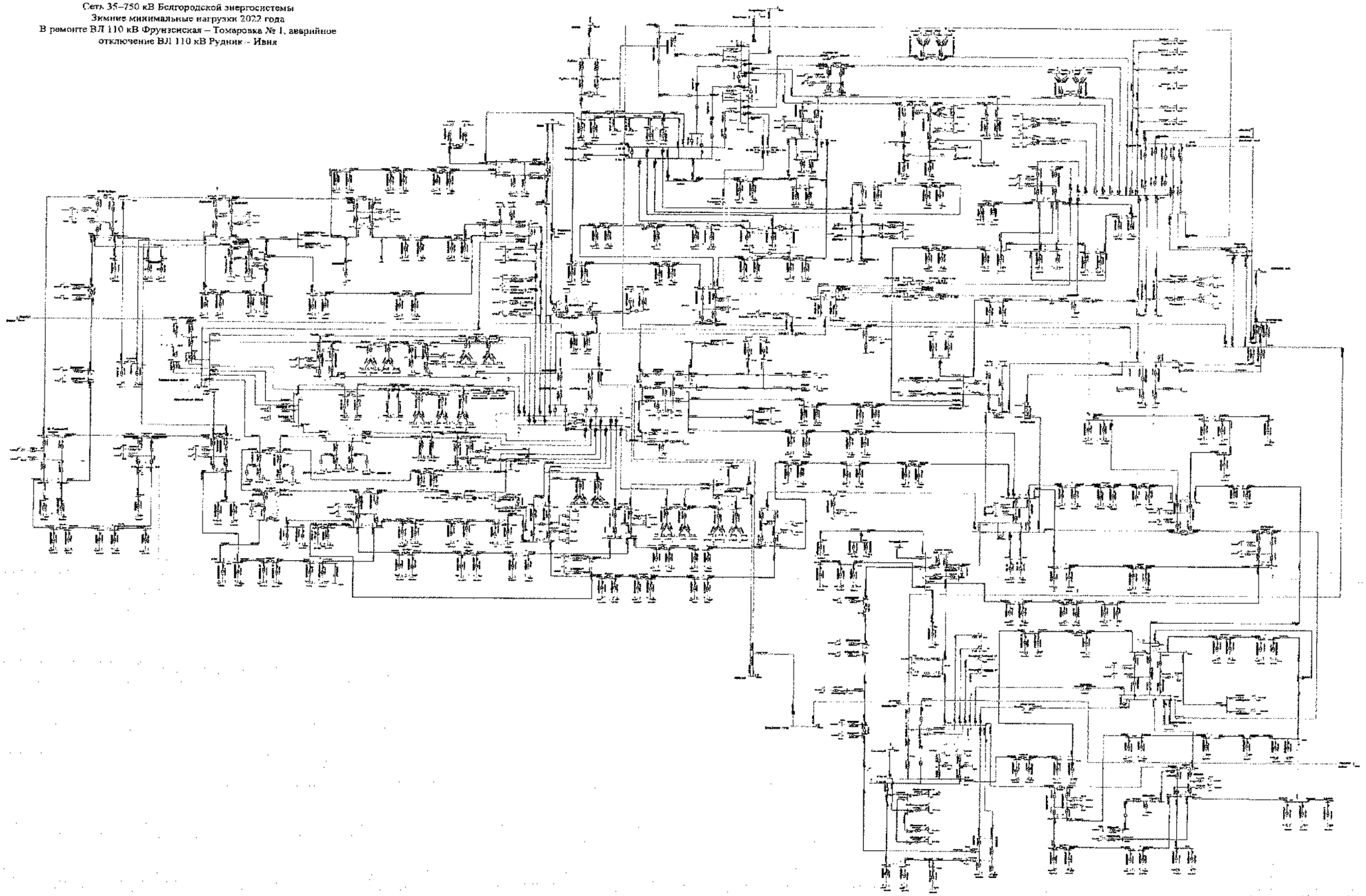
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Сеть и прогнозные балансы электропотребления Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2022 года	УПР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

ЗАО «СИТР»

Белгородская область

Схема 153

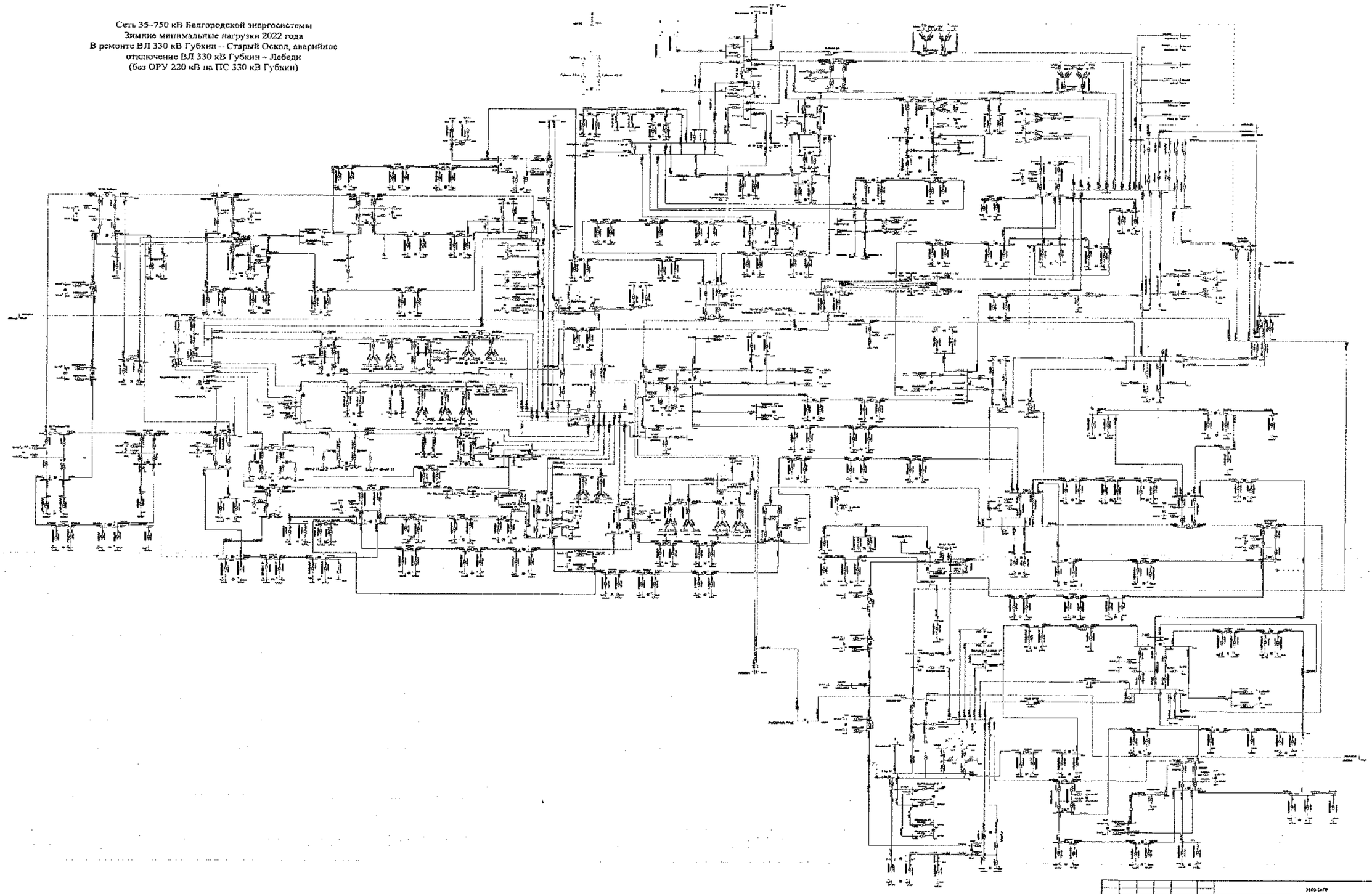
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							3106-СибТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема в программном комплексе электроэнергетических систем на принятой расчетной модели 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние минимальные нагрузки 2022 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Согласовано									

Схема 154

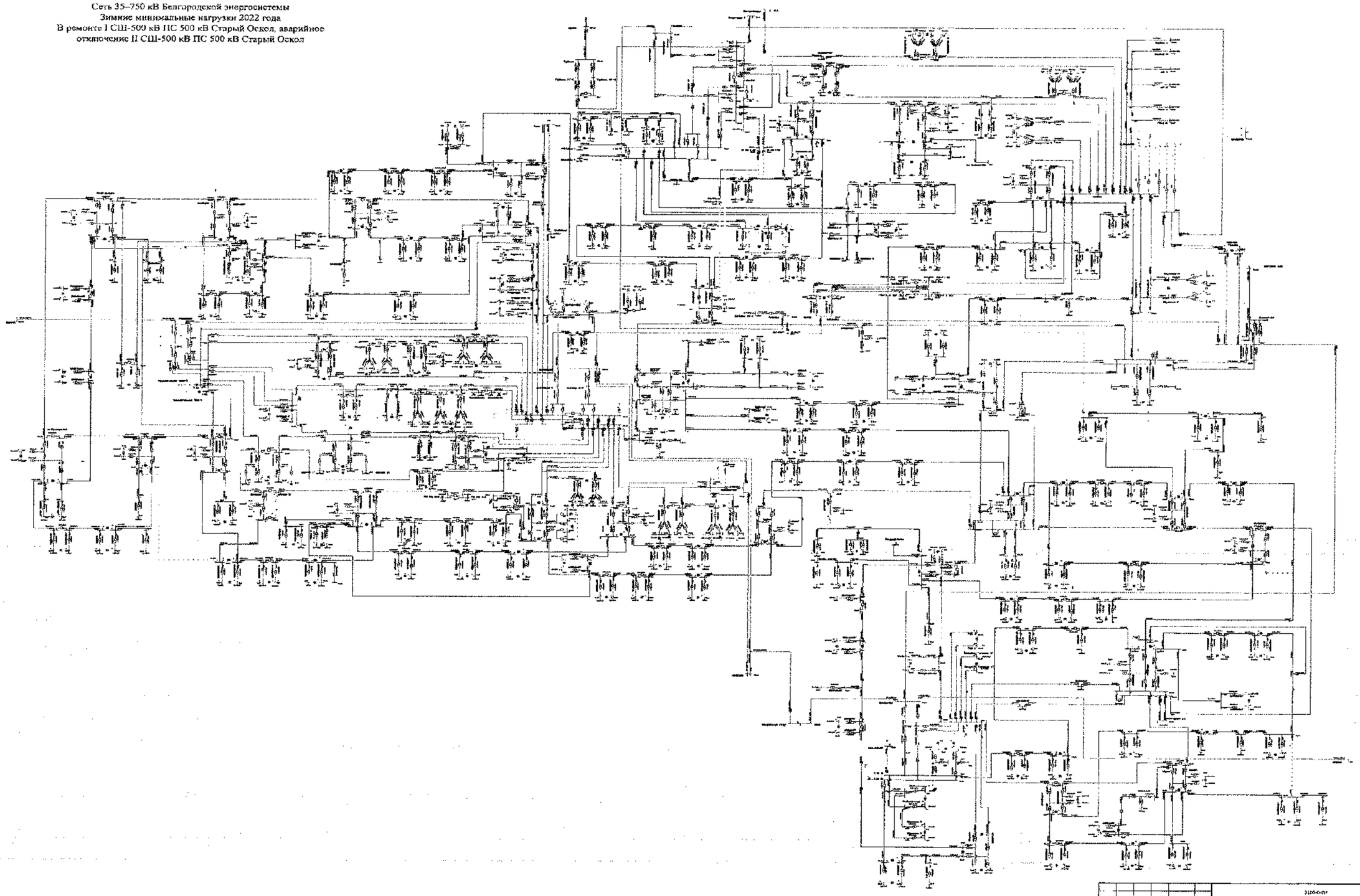
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



						2020-СмПР		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Белгородская область		
Разработал						Схема территориальных балансов электроэнергетики Белгородской области на зимний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Зимние минимальные нагрузки 2022 года	ИТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»	
ГИП								
Руководитель								

Схема 155

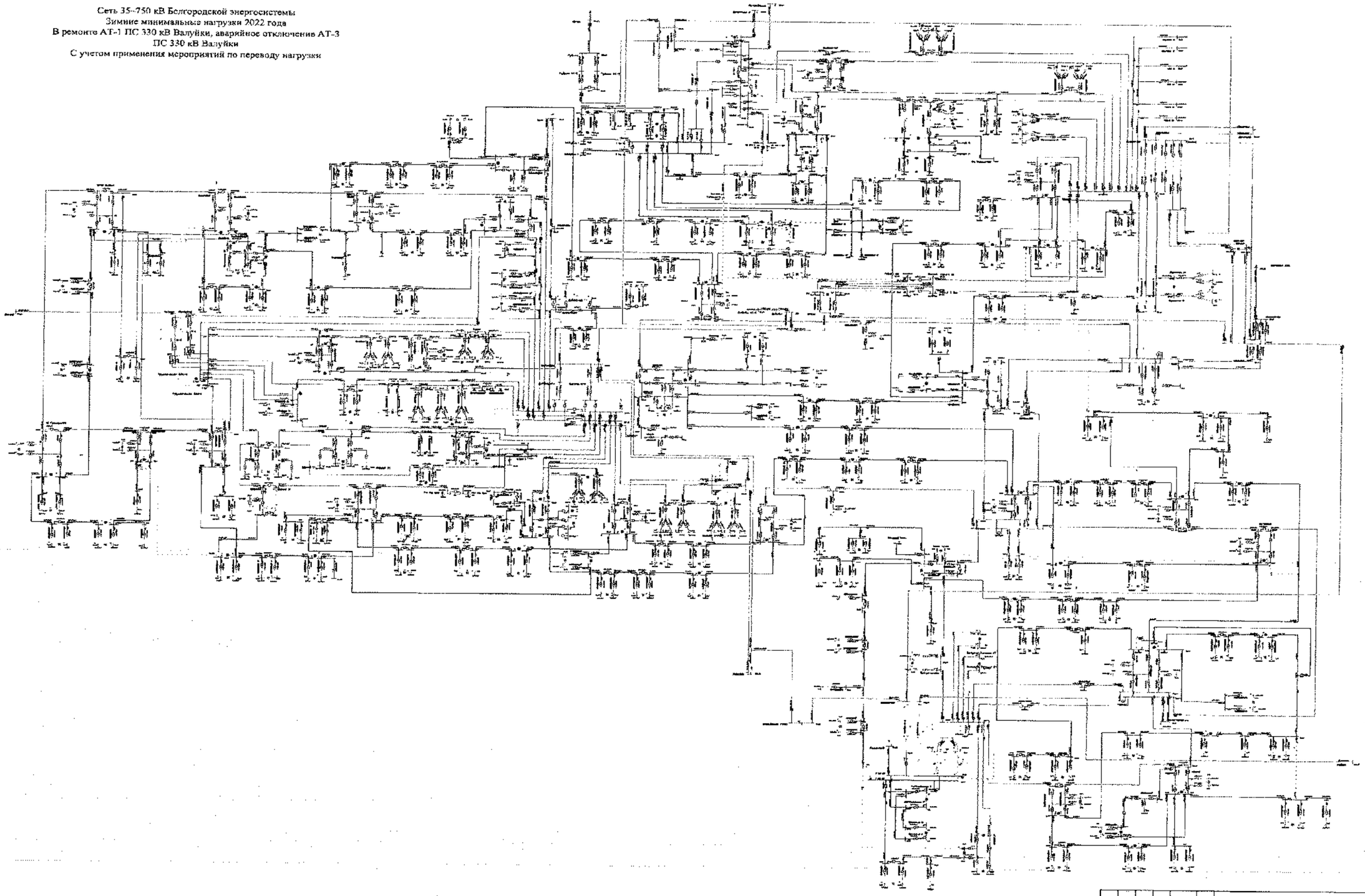
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное
отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						3106-ОИР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							О		
Н. контр.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	УТВ Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
ГИП									
Утвердил						Зимние минимальные нагрузки 2022 года			

Схема 156

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата
Разработал					
Проверил					
Н. контр.					
ГИП					
Утвердил					

ЗАО «СПГР»

Белгородская область

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы

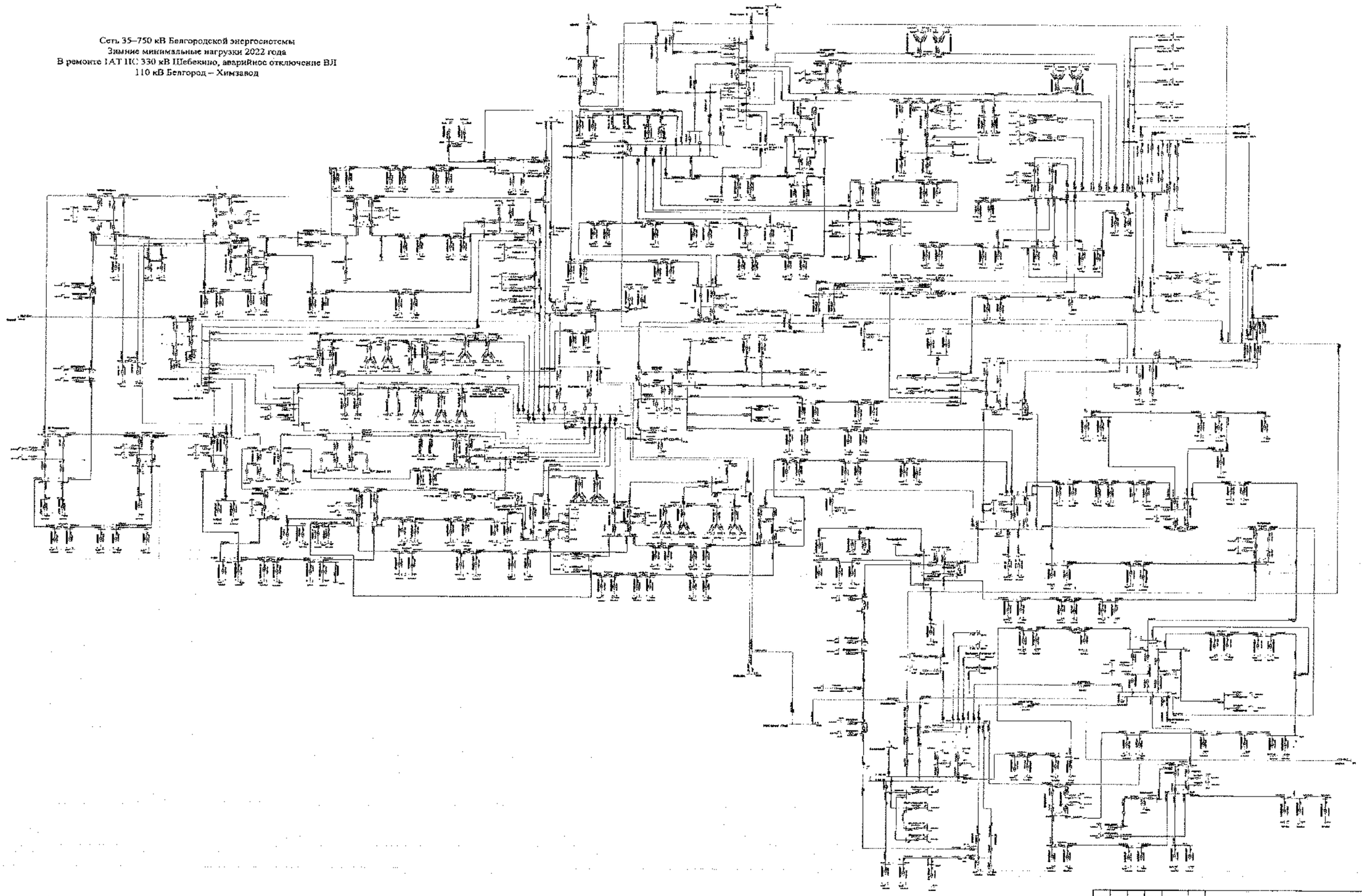
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки
Зимние минимальные нагрузки 2022 года

Стадия	Лист	Листов
Р		

УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

Схема 157

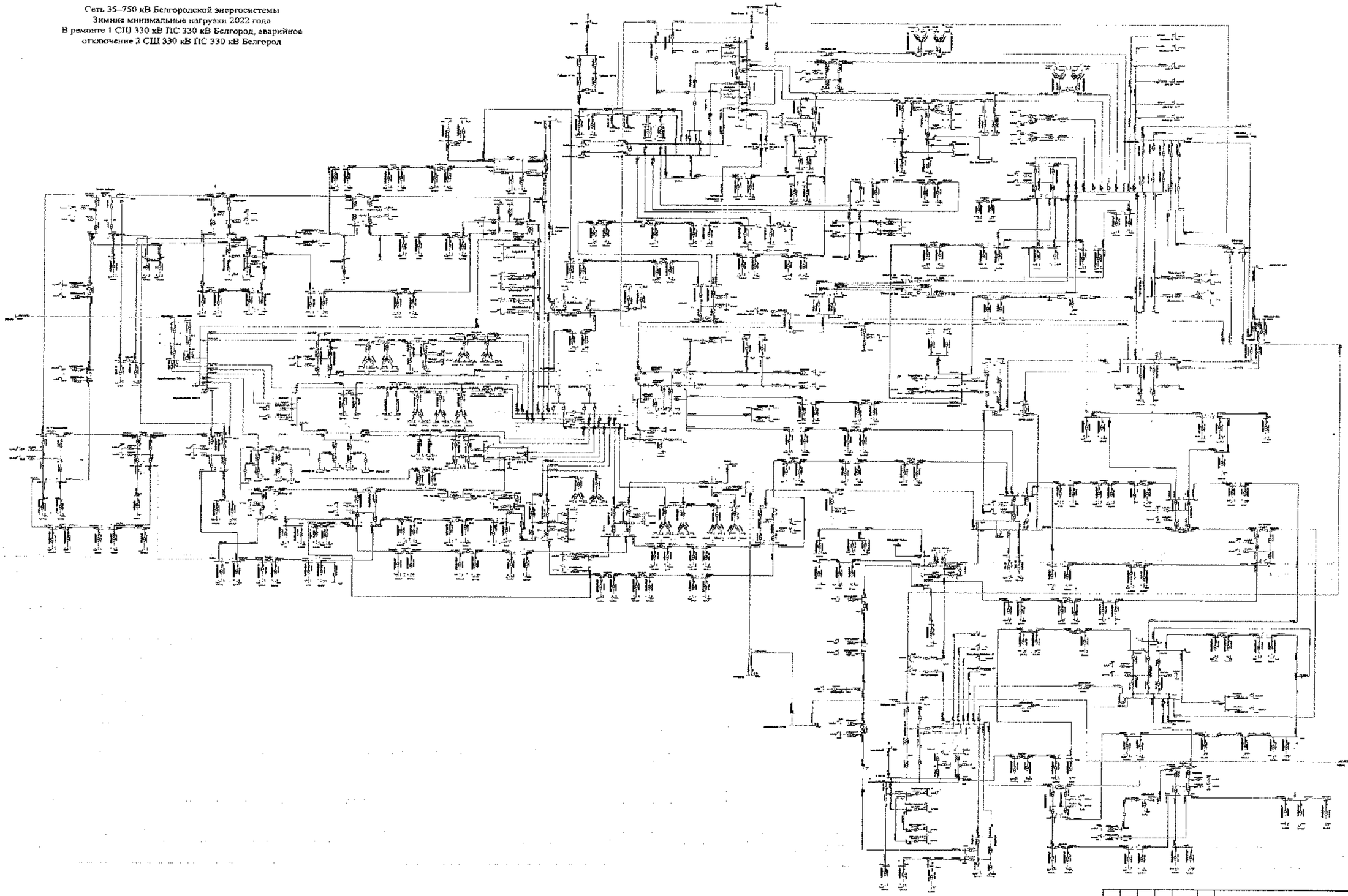
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							Этап Сайт		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал							Сетевая программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021–2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								Д		
Н. контр.										
ГИП							В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Зимние минимальные нагрузки 2022 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»	
Утверждил									

Схема 158

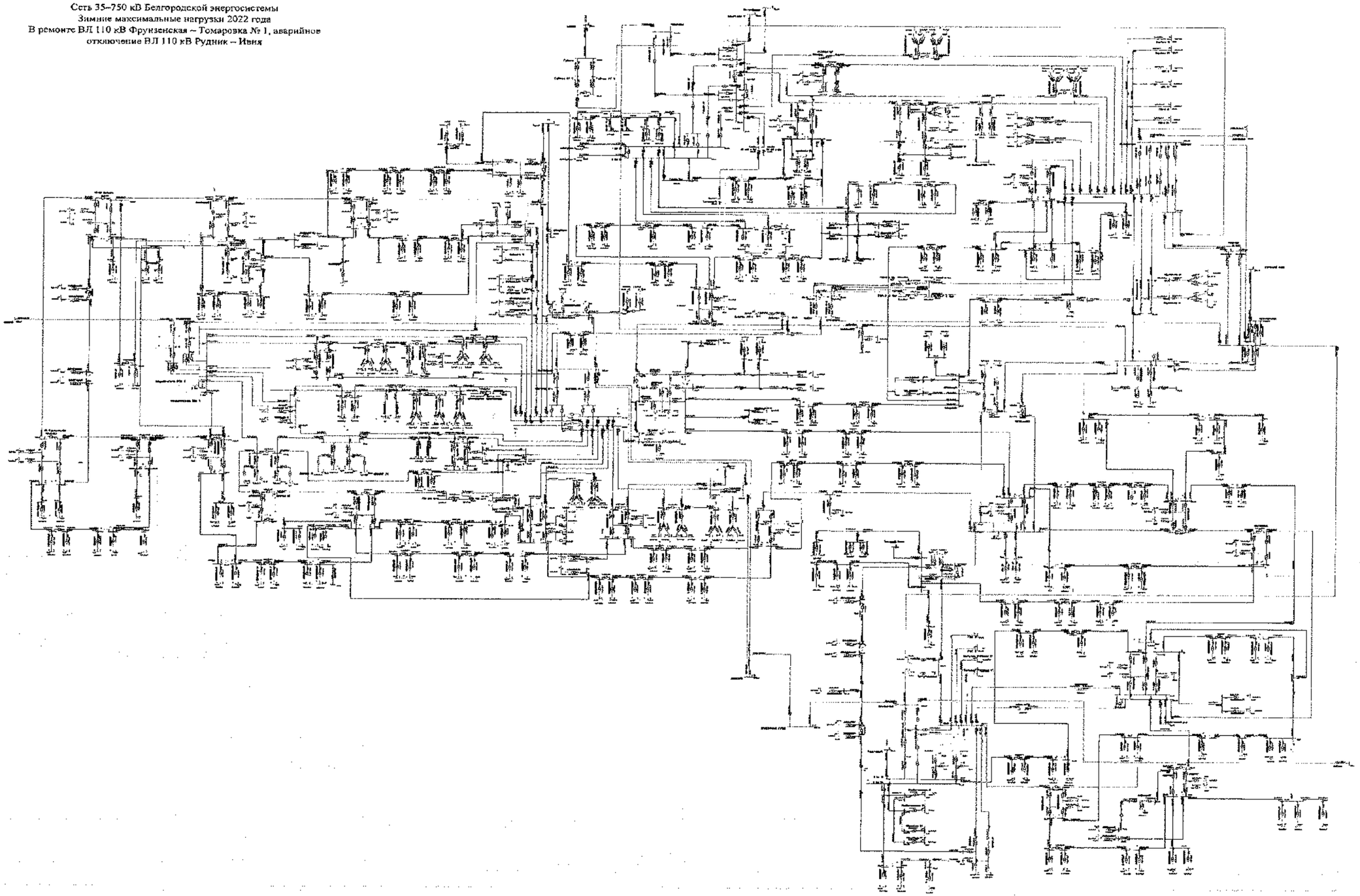
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2022 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



						3180-ЭмТР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Я		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород Зимние минимальные нагрузки 2022 года	УГР Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 159

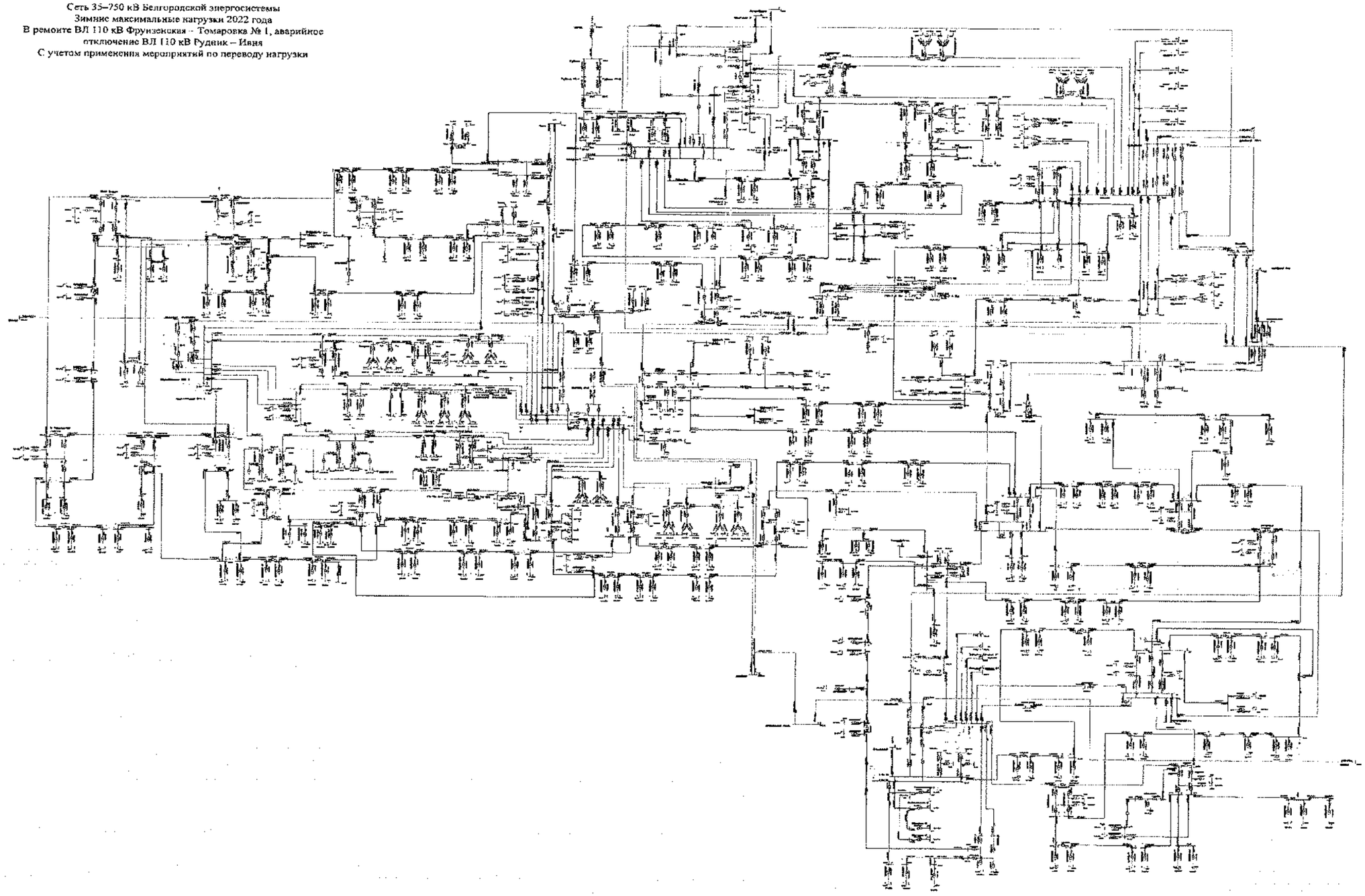
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							0160 СиПР	
							Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата	Генеральная проектная организация Белгородской области на расчетный период 2021-2035 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П		
Проверил									
Н. контр.						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние максимальные нагрузки 2022 года	УП филиала ПАО «МРСК центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Руководитель									

Схема 160

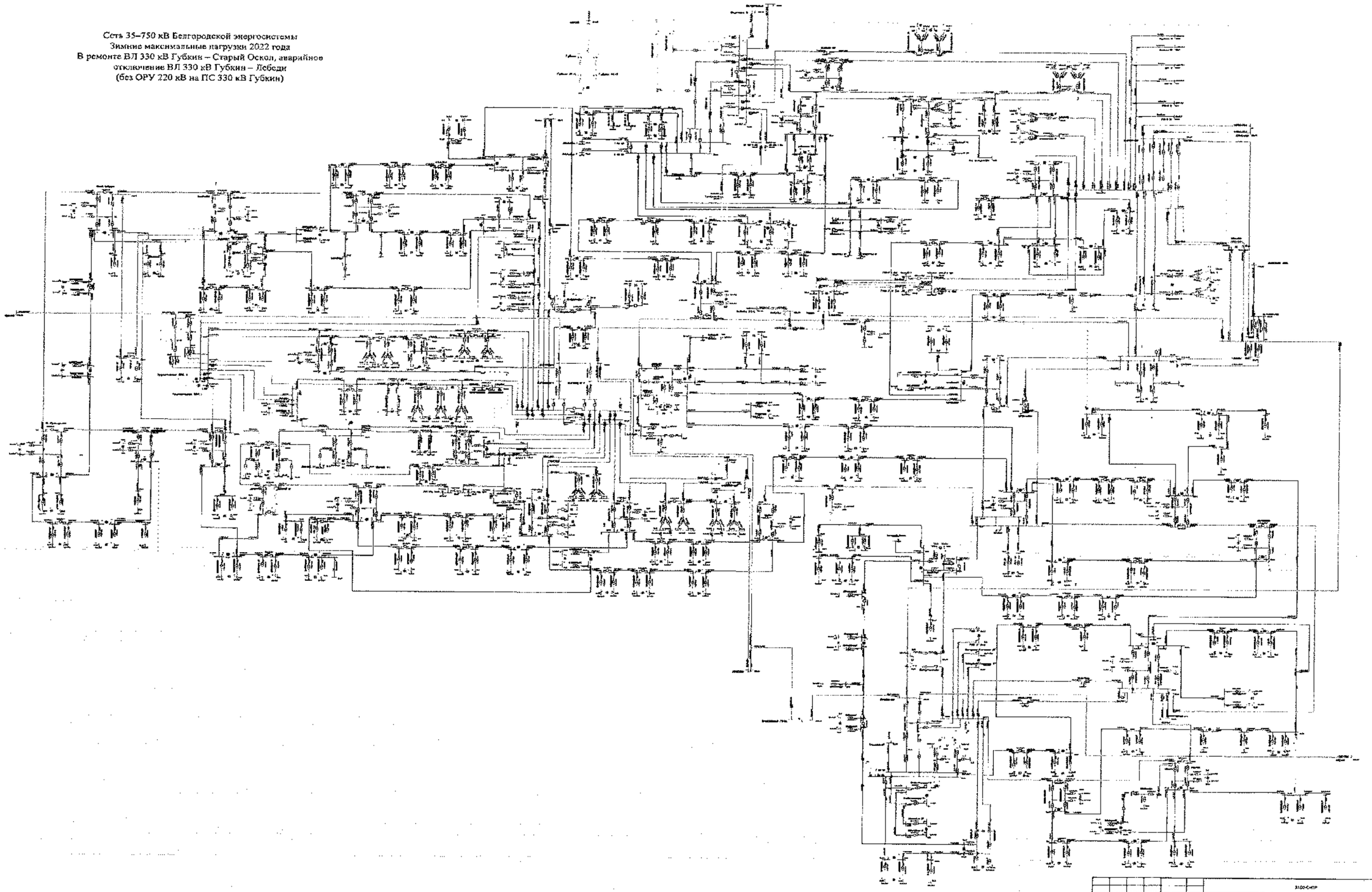
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							АО «СО ЕЭС»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2017-2021 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Утвердил						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние максимальные нагрузки 2022 года	УТР филиала ОАО «НТК ЕСГ» «Центрэнергосетьпроект»		

Схема 161

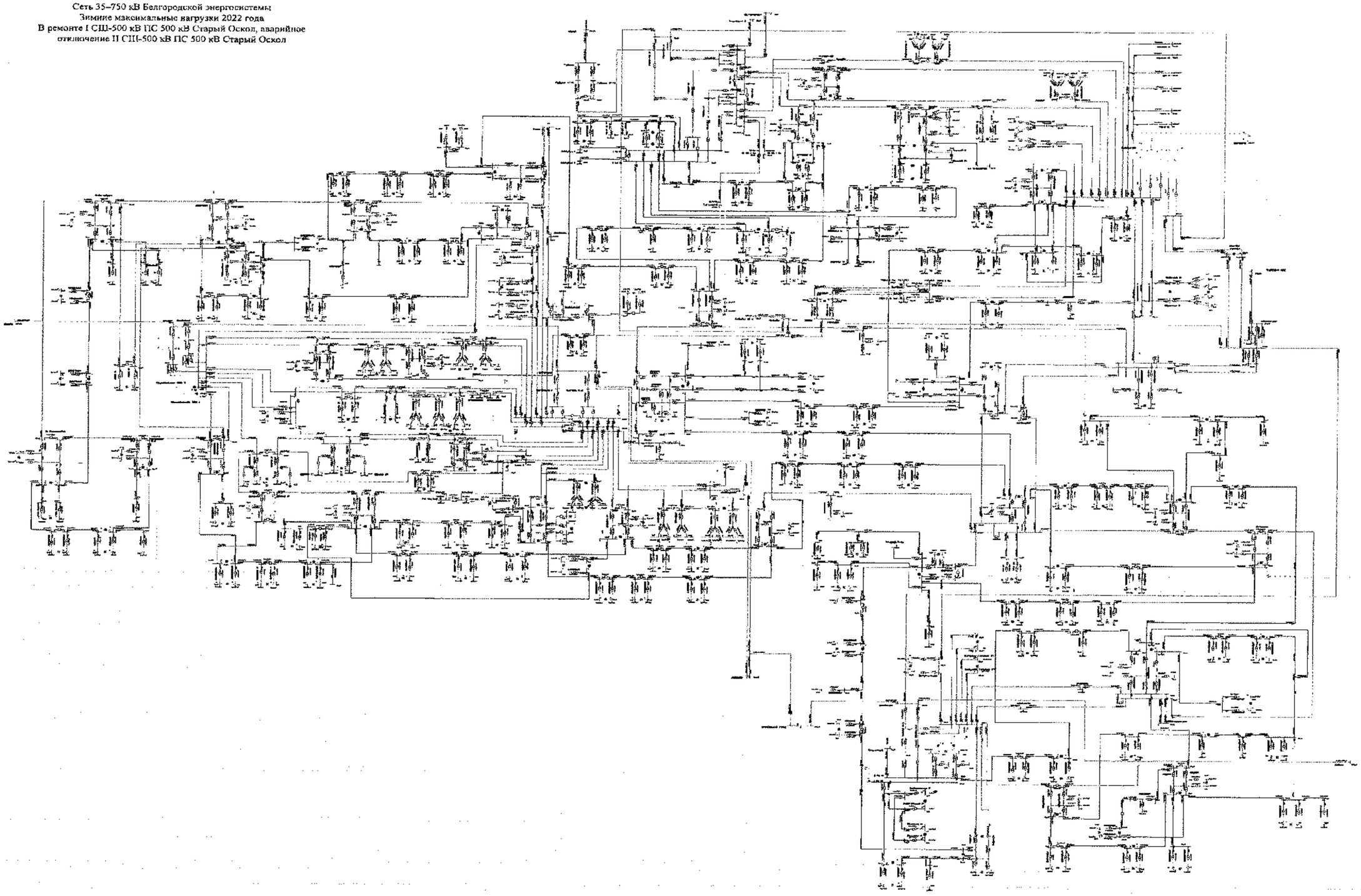
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



						3120-СНТР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на четырехлетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Д		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Зимние максимальные нагрузки 2022 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 162

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол

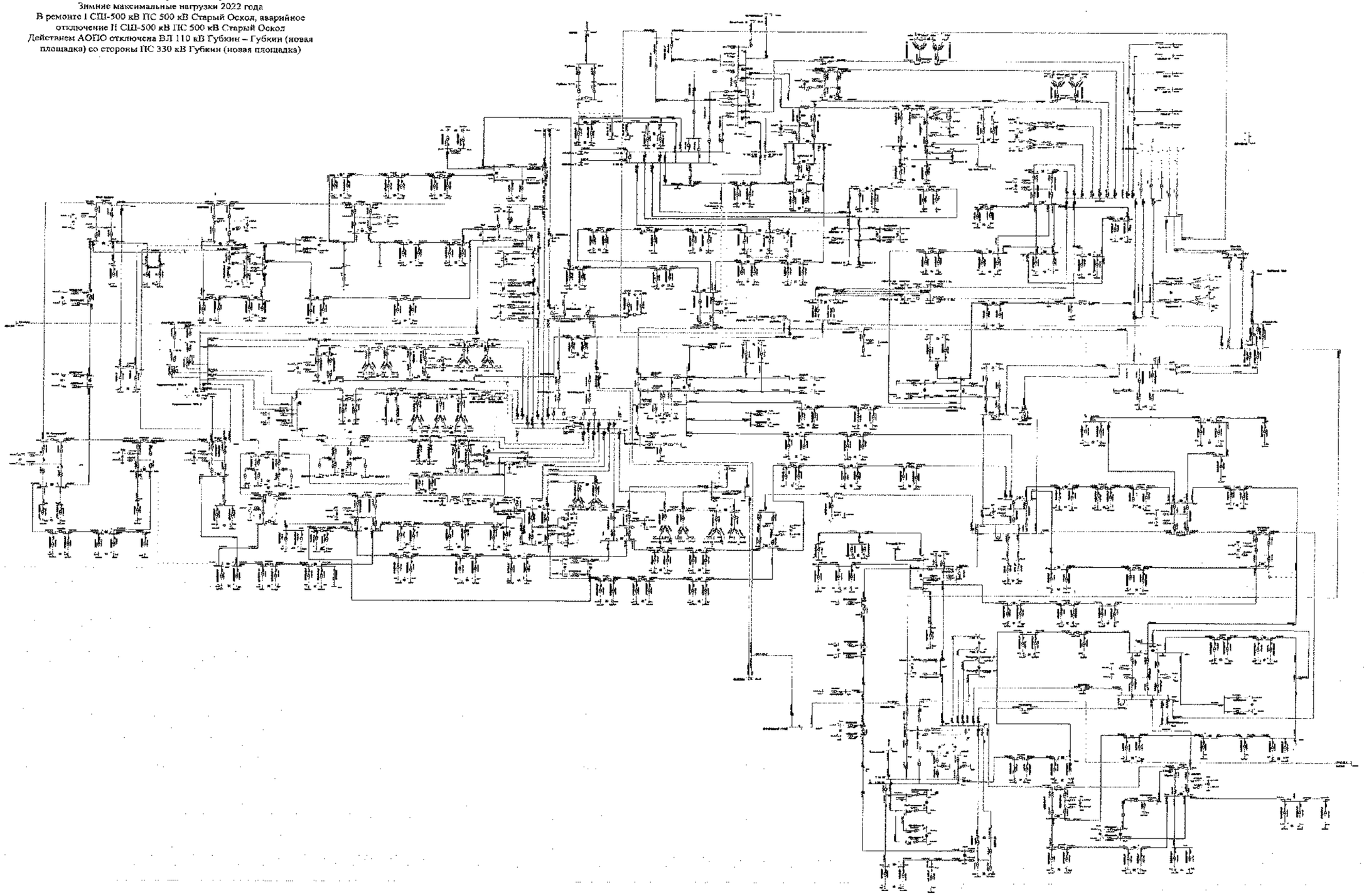


Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электрических сетей Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Зимние максимальные нагрузки 2022 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Белгородская область

Схема 163

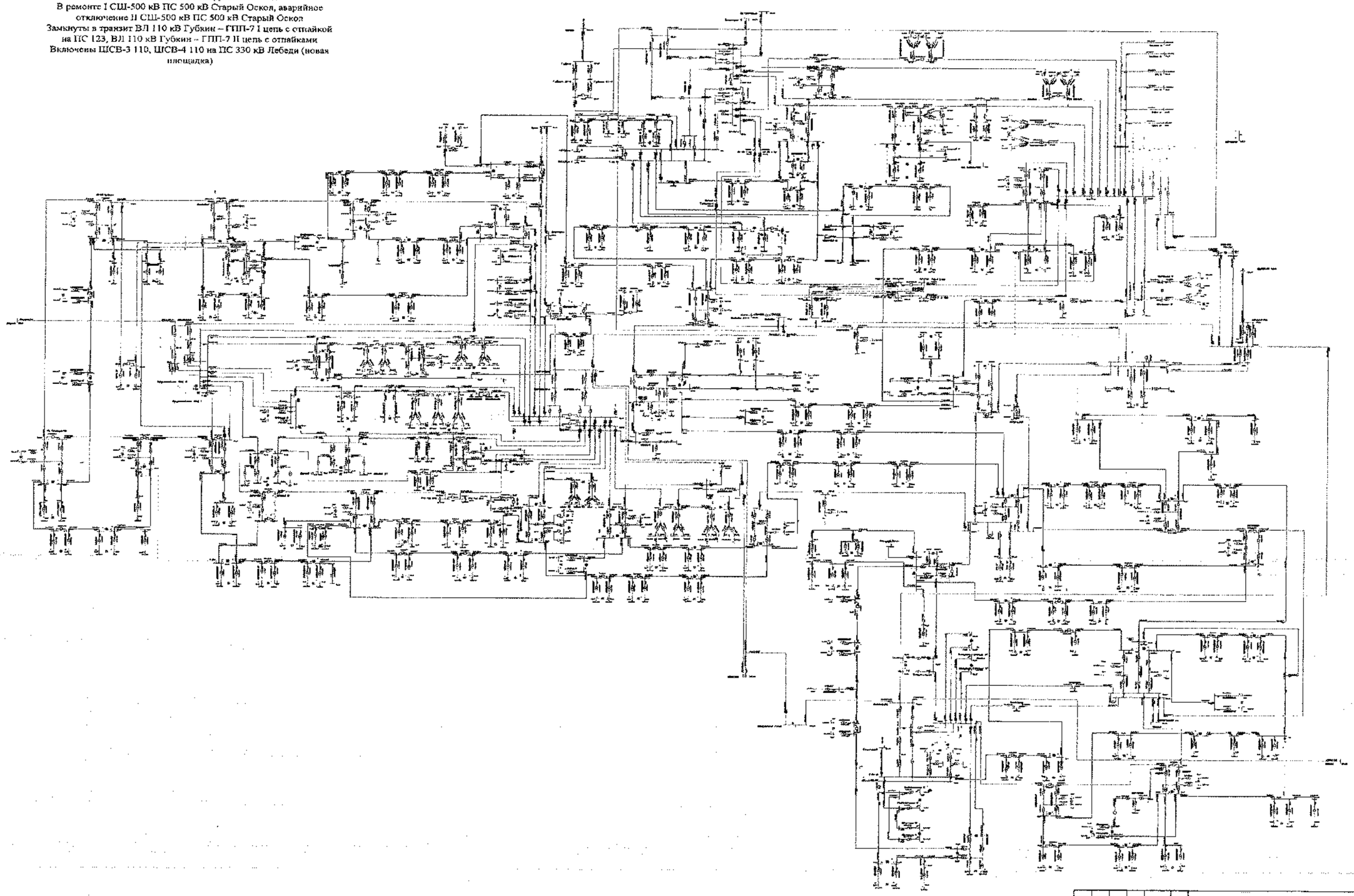
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



						АО «СО ЕЭС»			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Схема и показатели развития электроэнергетики Белгородской области на отдаленный период 2021–2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Утверждал									
						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (лист работы 46-57). Зимние максимальные нагрузки 2022 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 164

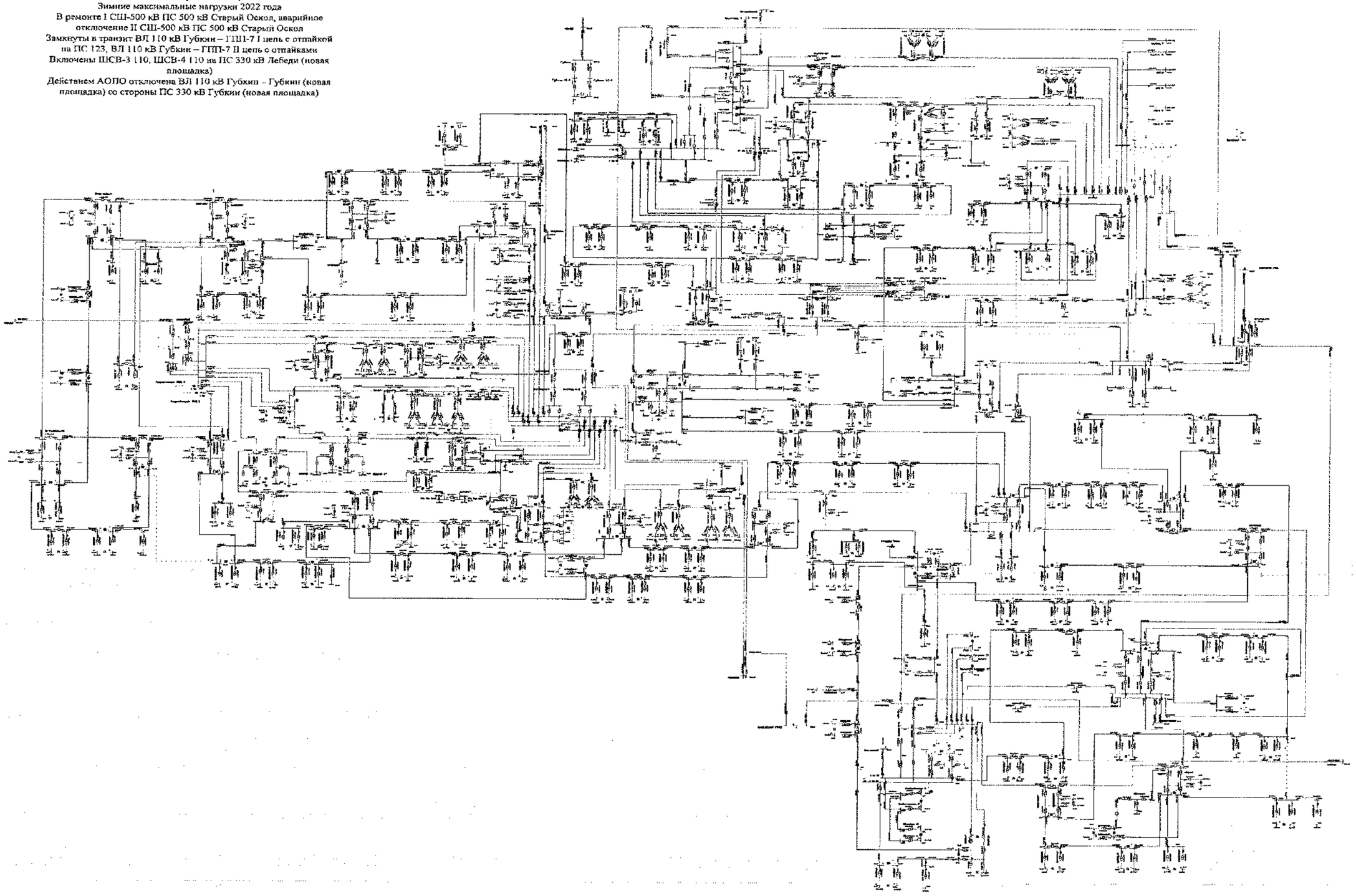
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)



Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы Зимние максимальные нагрузки 2022 года	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол; Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками; Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгоренерго»		
ГИП									
Утверждил									

Схема 165

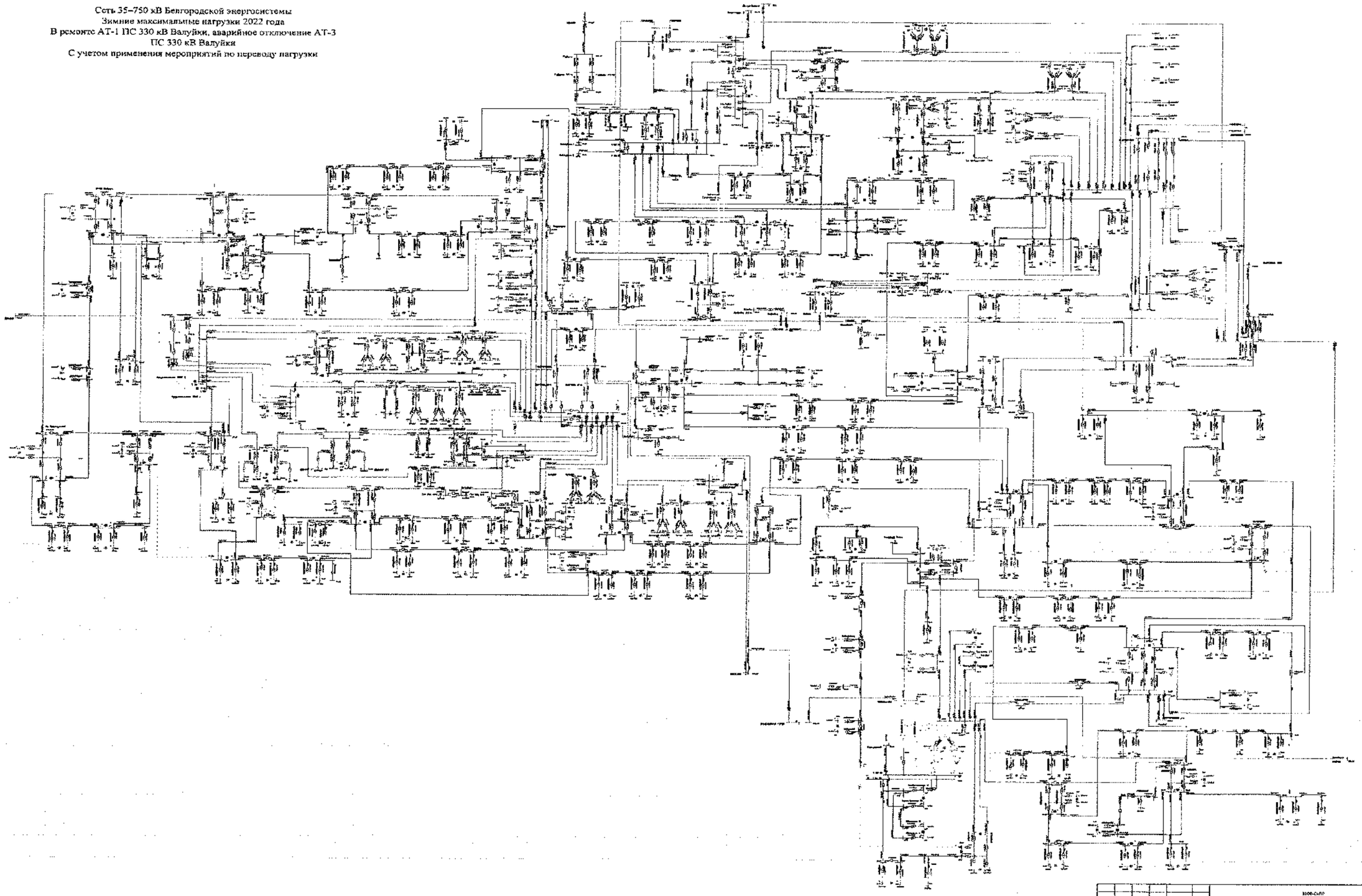
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Замкнуты в транзит ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 I цепь с отпайкой на ПС 123, ВЛ 110 кВ Губкин – ГПП-7 II цепь с отпайками
Включены ШСВ-3 110, ШСВ-4 110 на ПС 330 кВ Лебеди (новая площадка)
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100-СШ2Г		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и параметры развития электросетевого комплекса Белгородской области на пятилетний период 2017-2021 годы В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после ремонта), 1 ОВГТ Зимние максимальные нагрузки 2022 года	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Г		
Н. контр.									
ГИП									
Утверждал									
							УПР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		

Схема 166

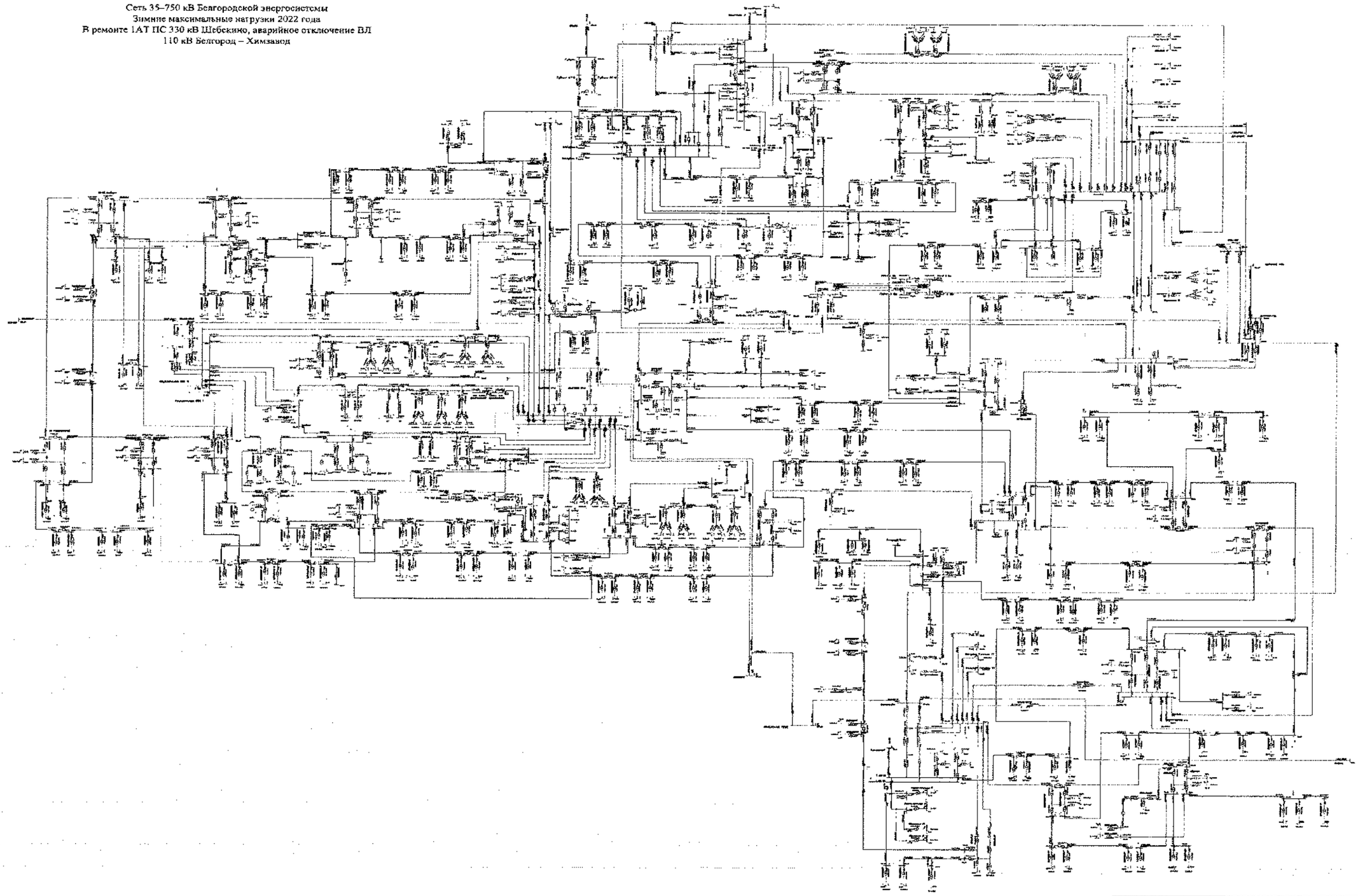
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



						3100-СЬПР		
						Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2035 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки Зимние максимальные нагрузки 2022 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»	
Утверждил								

Схема 167

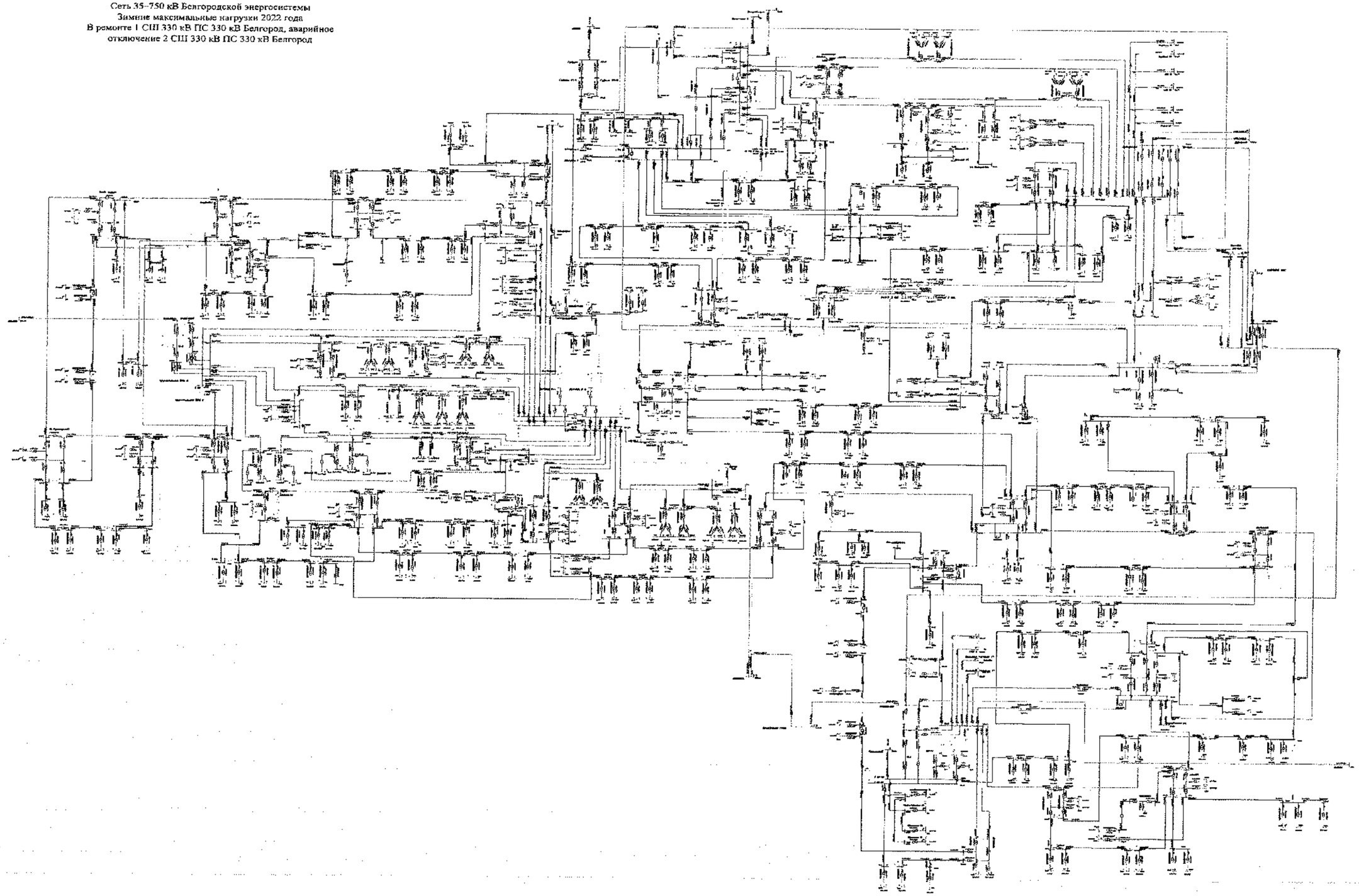
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							2100-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Зимний максимальный режим 2022 года	УГП Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Начальник отдела									

Схема 168

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2022 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

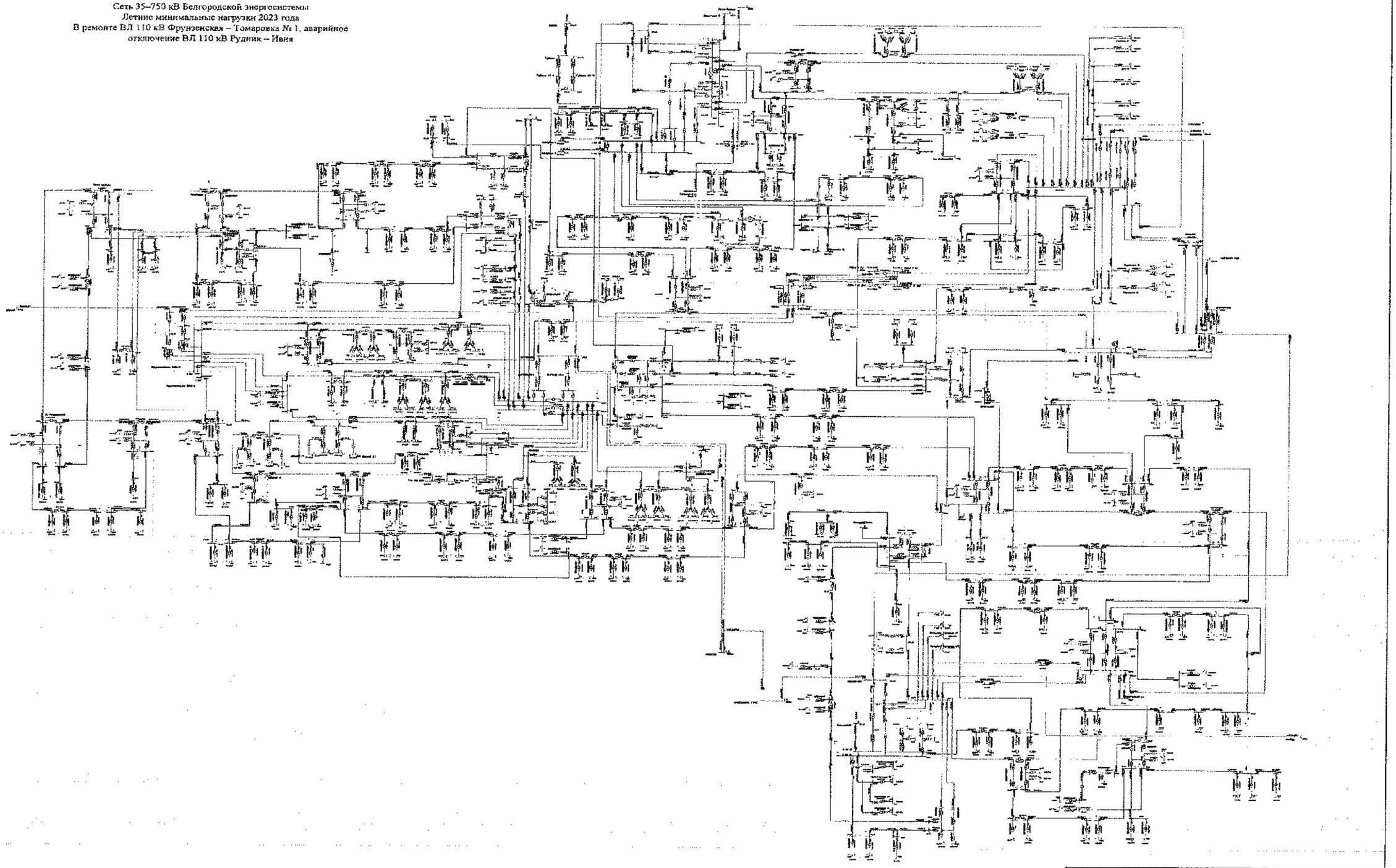


							3108-КсВР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на перспективу 2021-2029 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП									
Руководитель							УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
Зимние максимальные нагрузки 2022 года

Схема 169

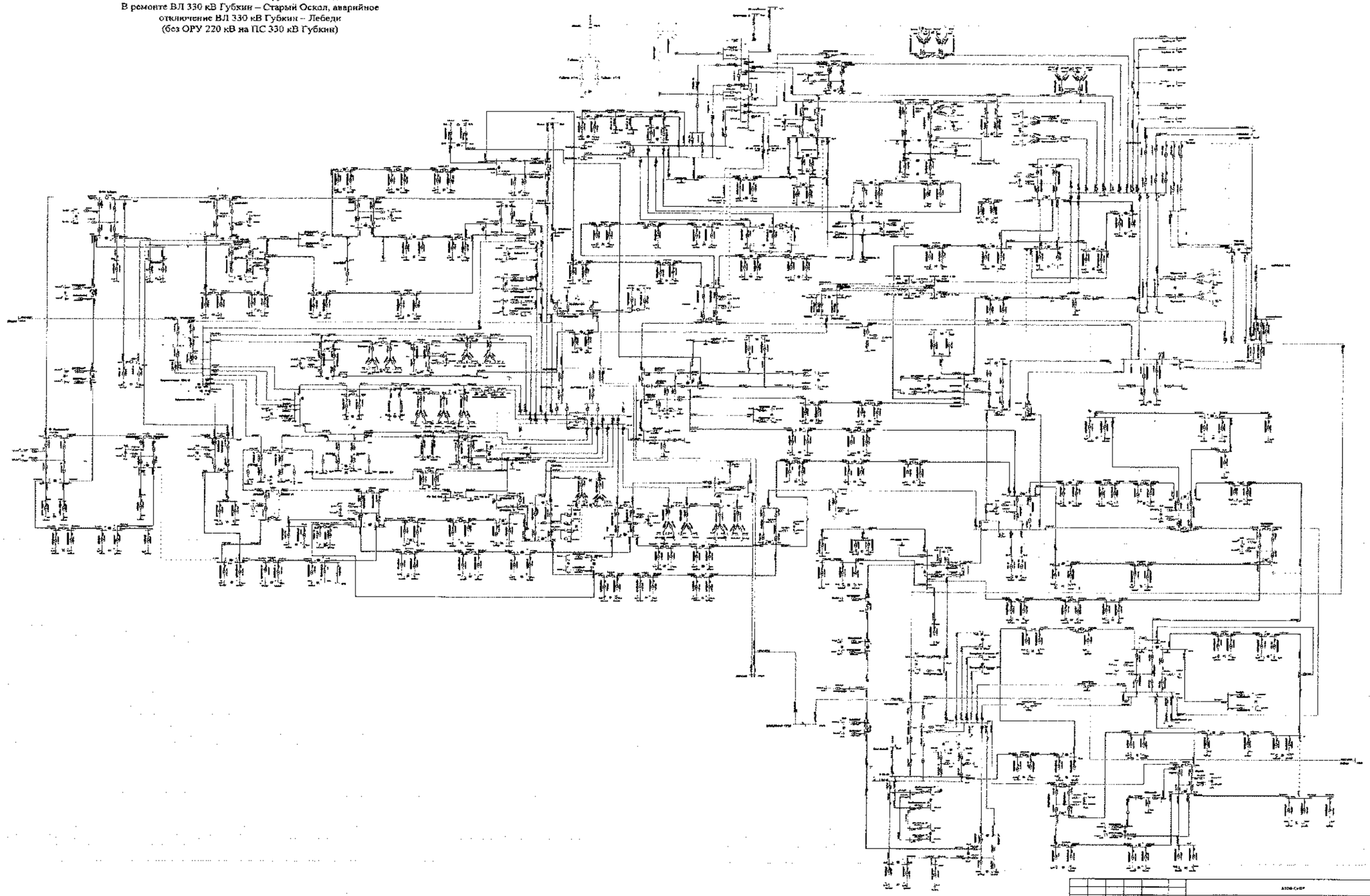
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							3100-СхПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК центра» «Белгородэнерго»		

Схема 170

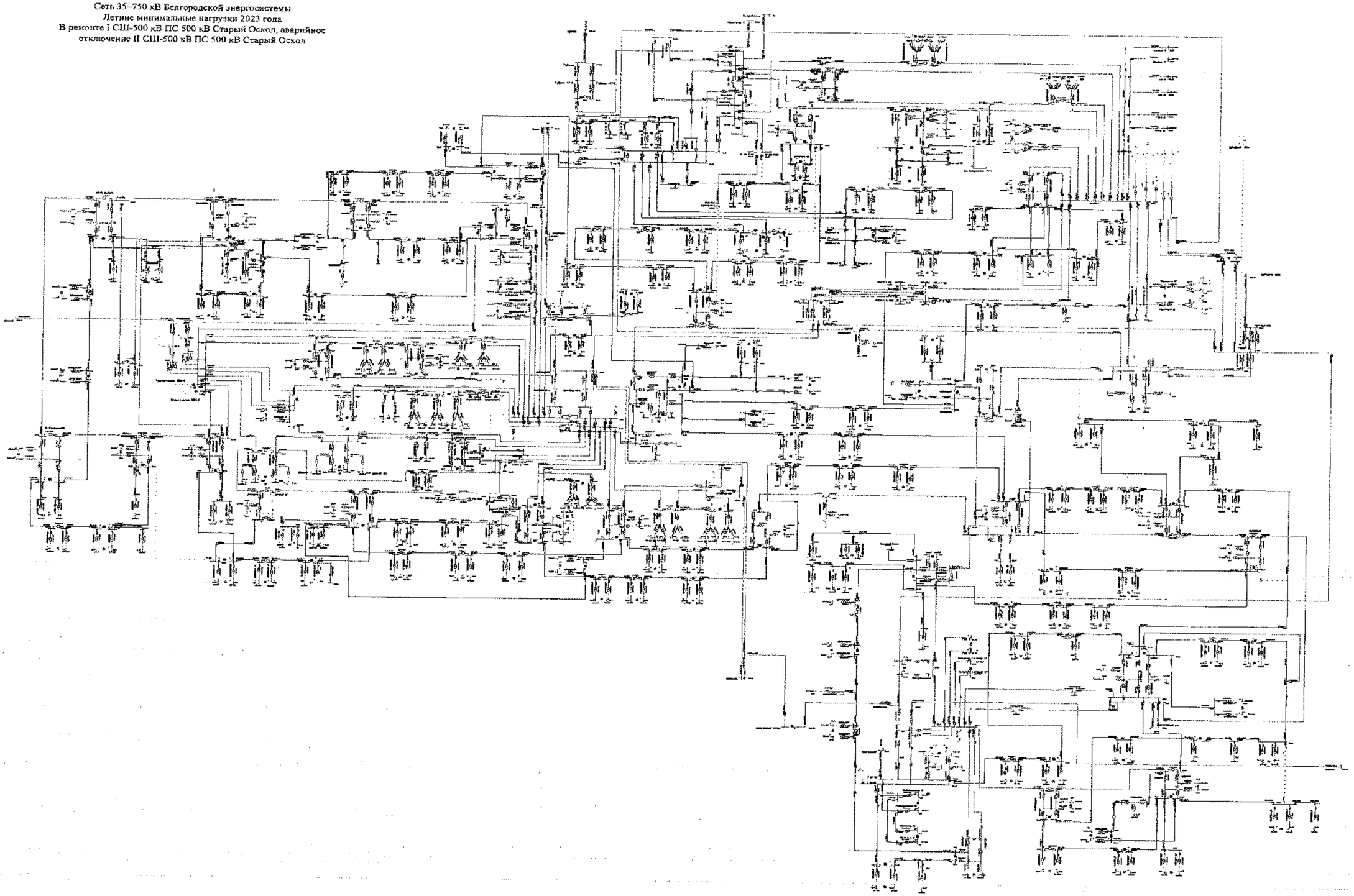
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	АО«СО ЕЭС»	
Разработал						Белгородская область	
Проверил						Схема и прогнозный баланс электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия: Р	Лист	Листов
Н. контр.						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Летние минимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
ГИП									
Начальник									

Схема 171

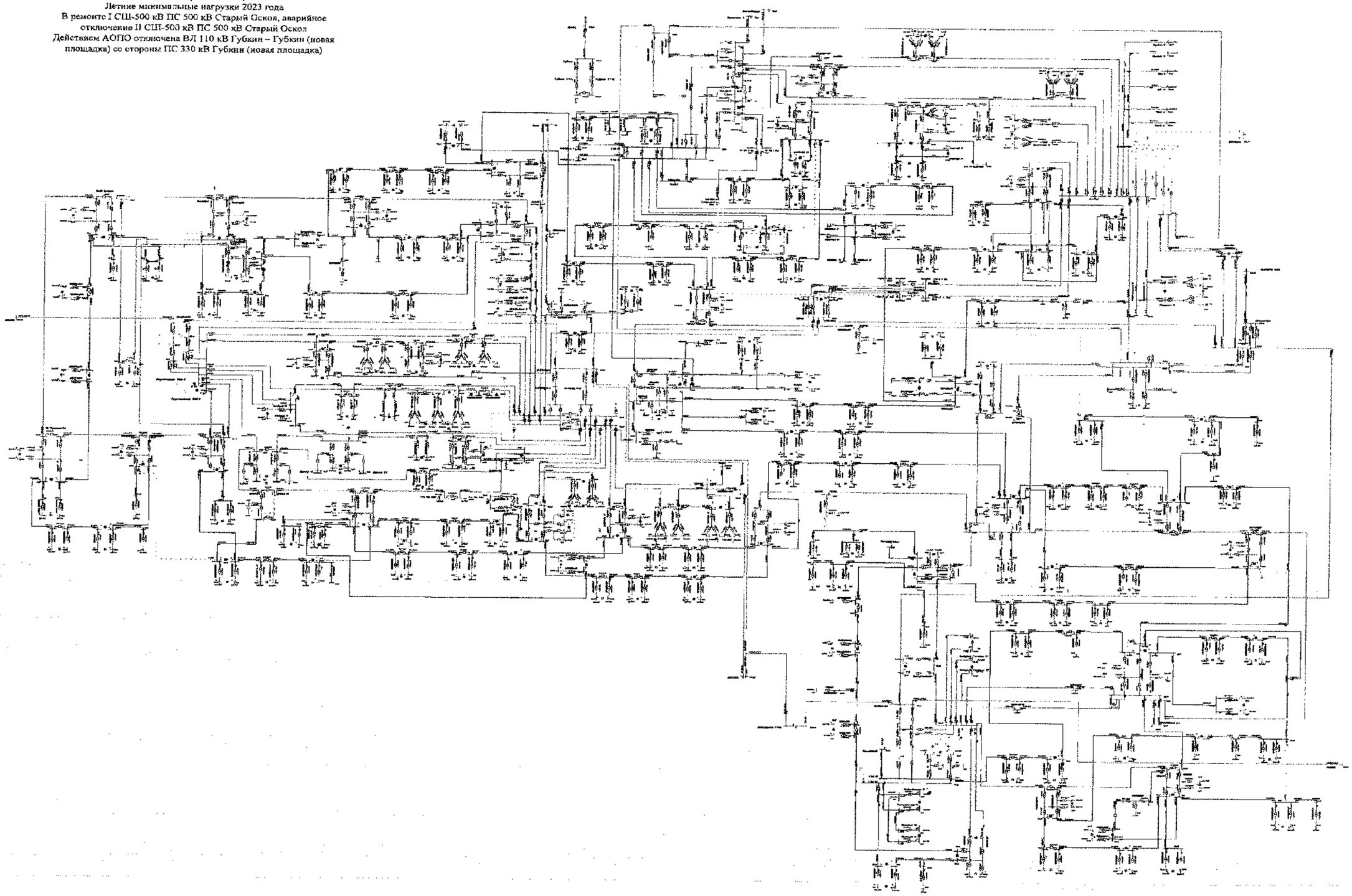
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное
отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							ЗТОО СЭПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (работа завода АОПО) Летние минимальные нагрузки 2023 года	УПР Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 172

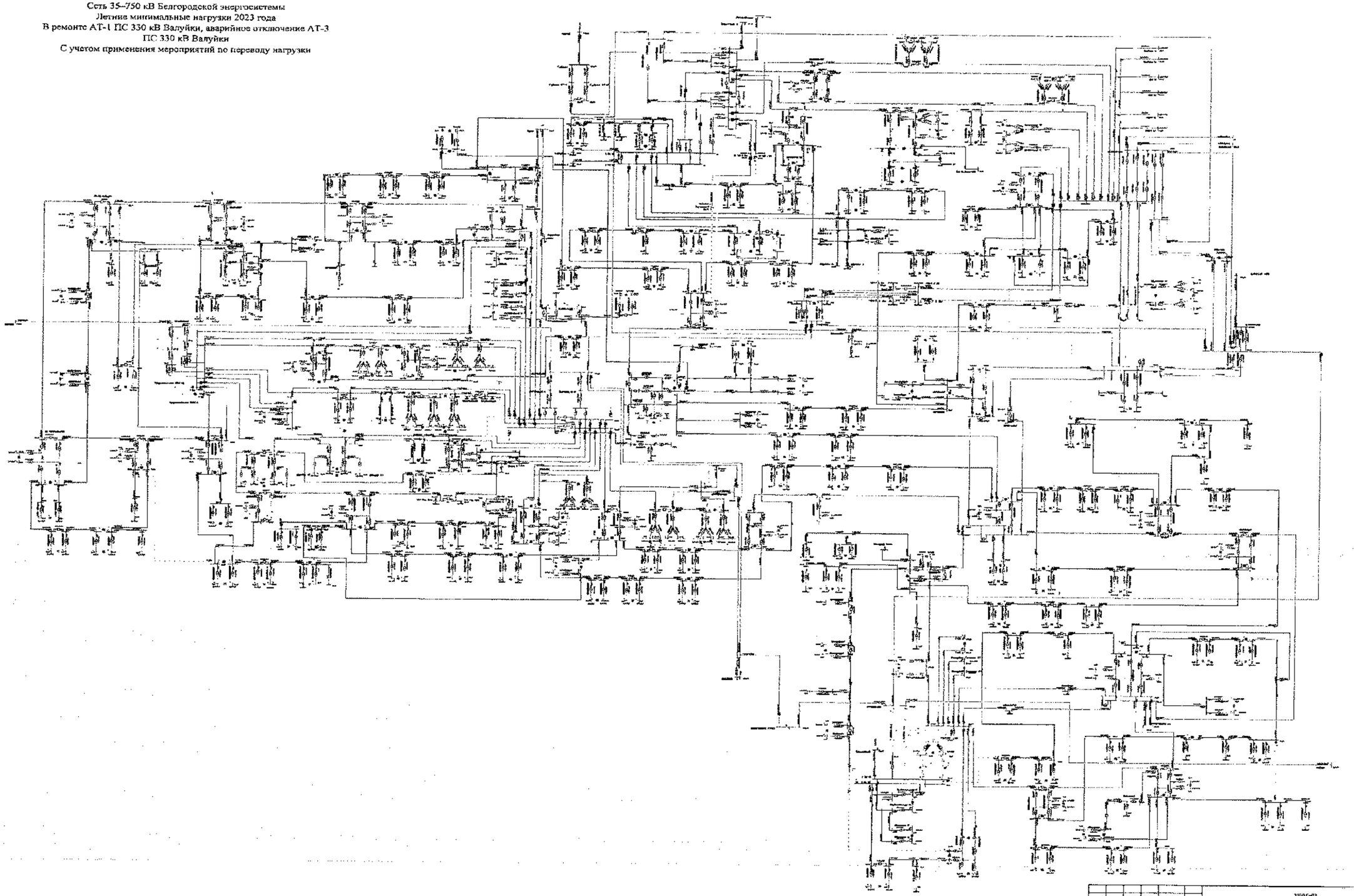
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100-СхЕР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработчик						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период, 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Действие АОПО. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждается									

Схема 173

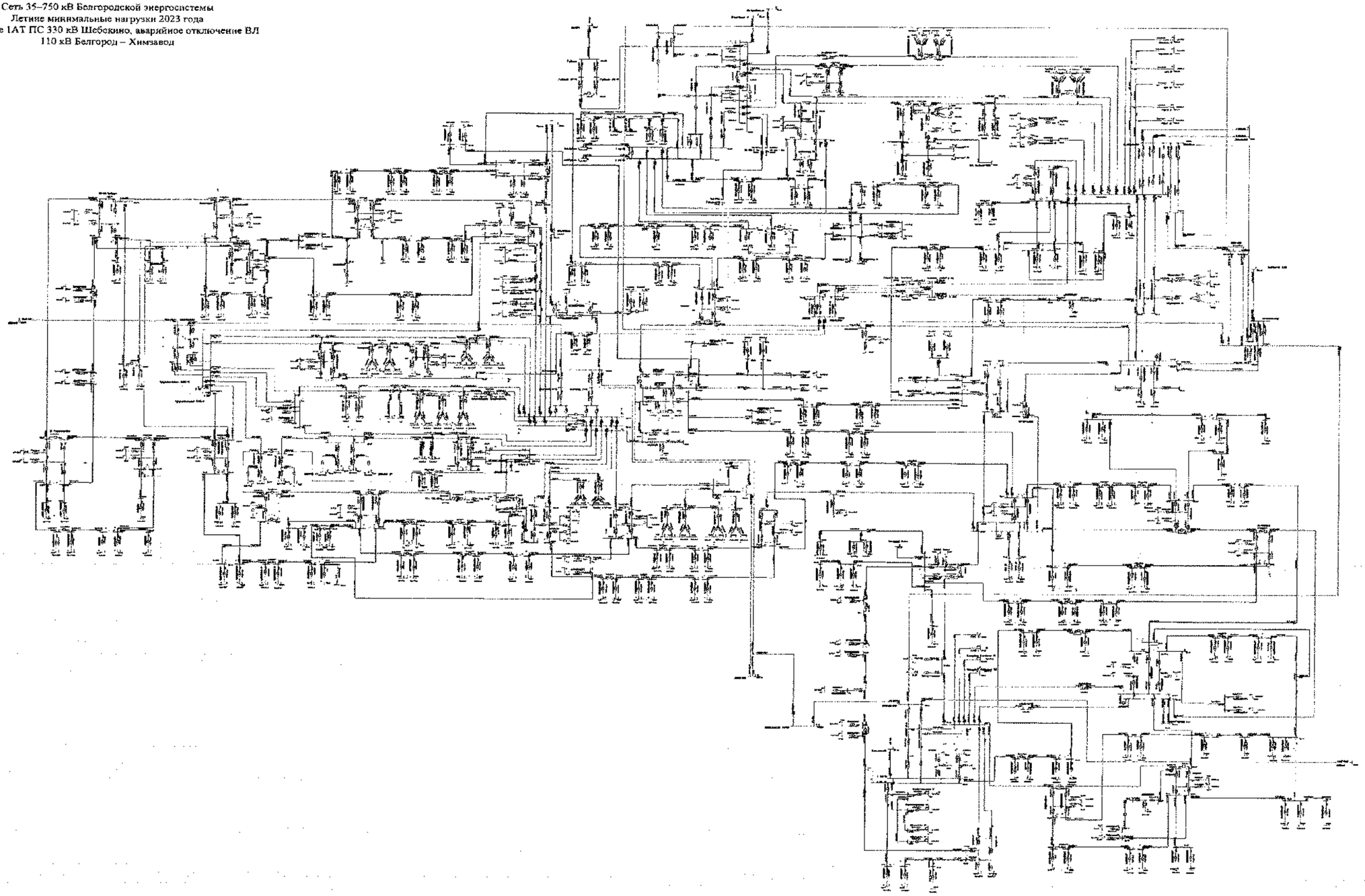
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3500 СИЕ*		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УЕК Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 174

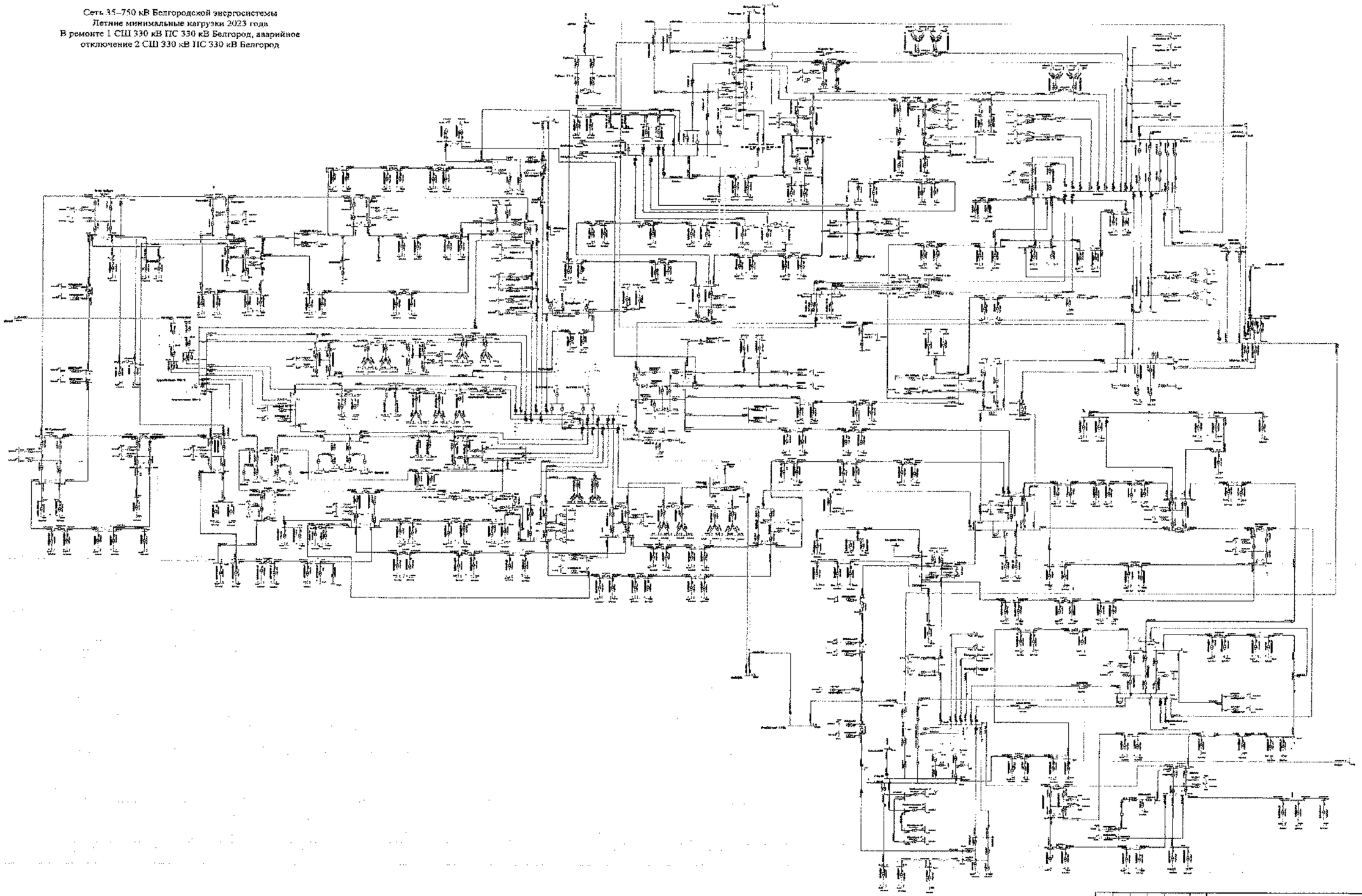
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	330 СиП*		
						Белгородская область		
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2018-2023 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
ГИП									
Утвердил									

Схема 175

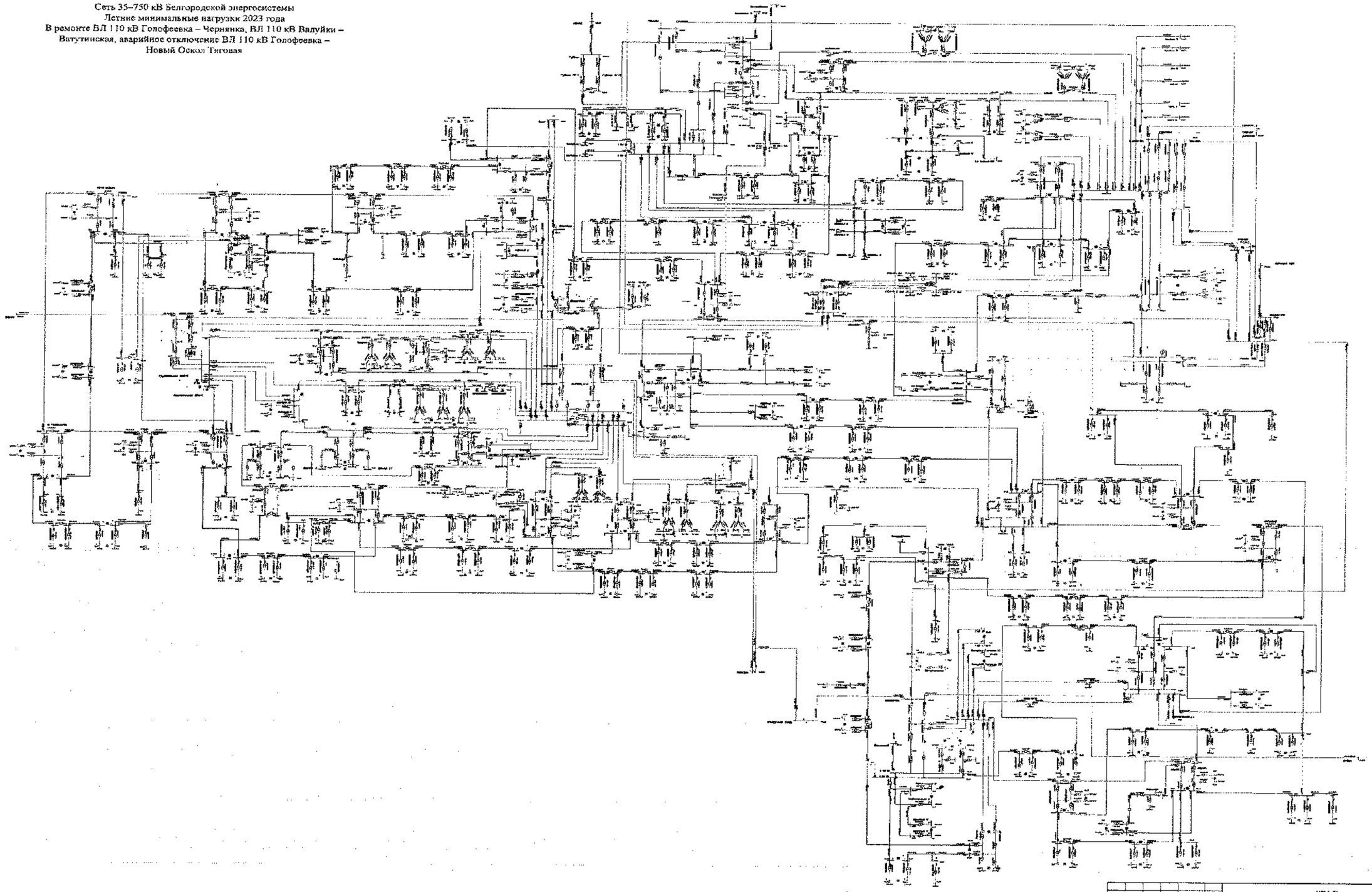
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							3.120-СНТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УГР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 176

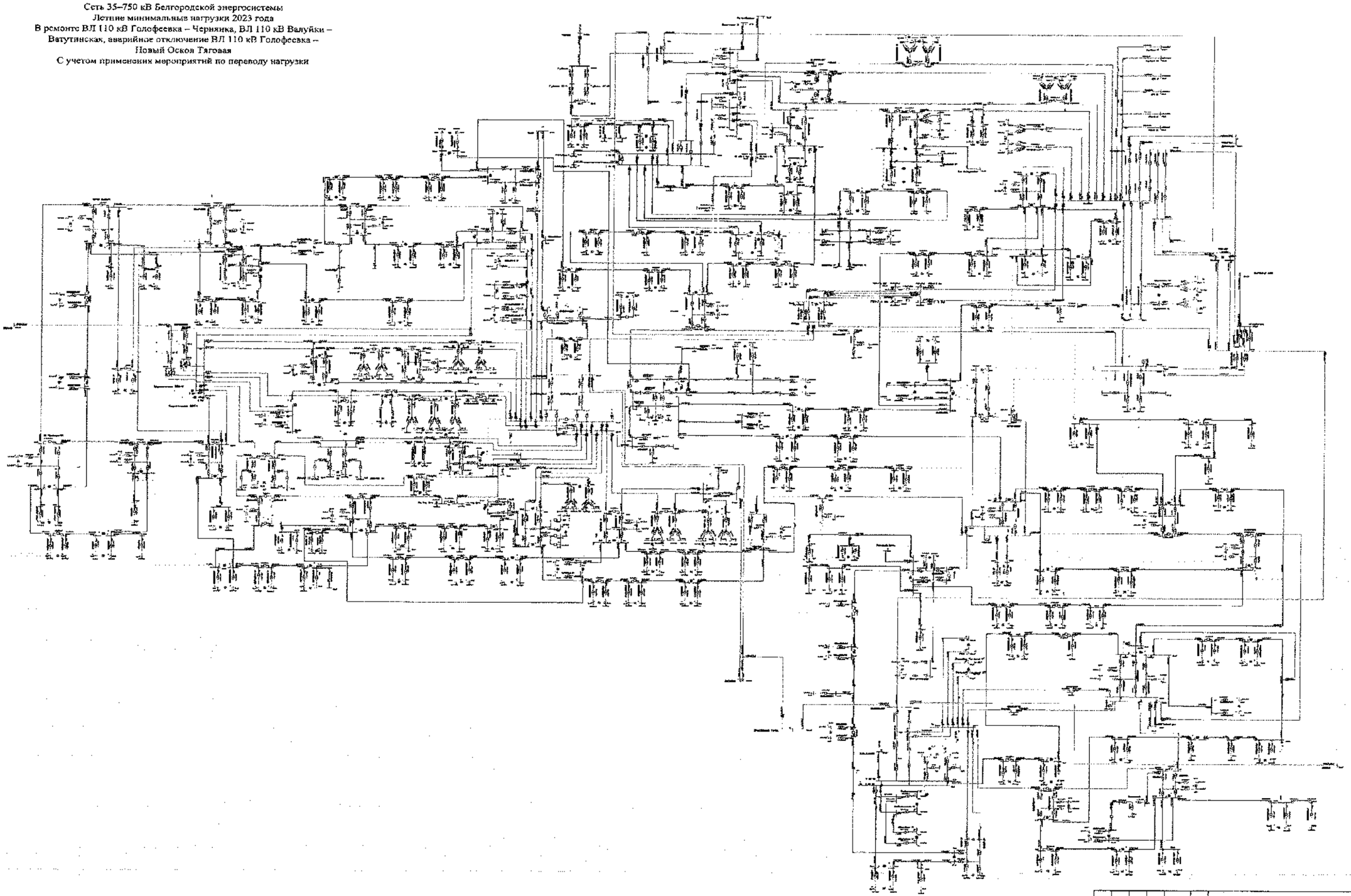
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая



							3896 СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Сеть и развитие развития электросетей Белгородской области на каждый год периода 2021-2026 года	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП									
Руководитель						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая Летние минимальные нагрузки 2022 года	УГК филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 177

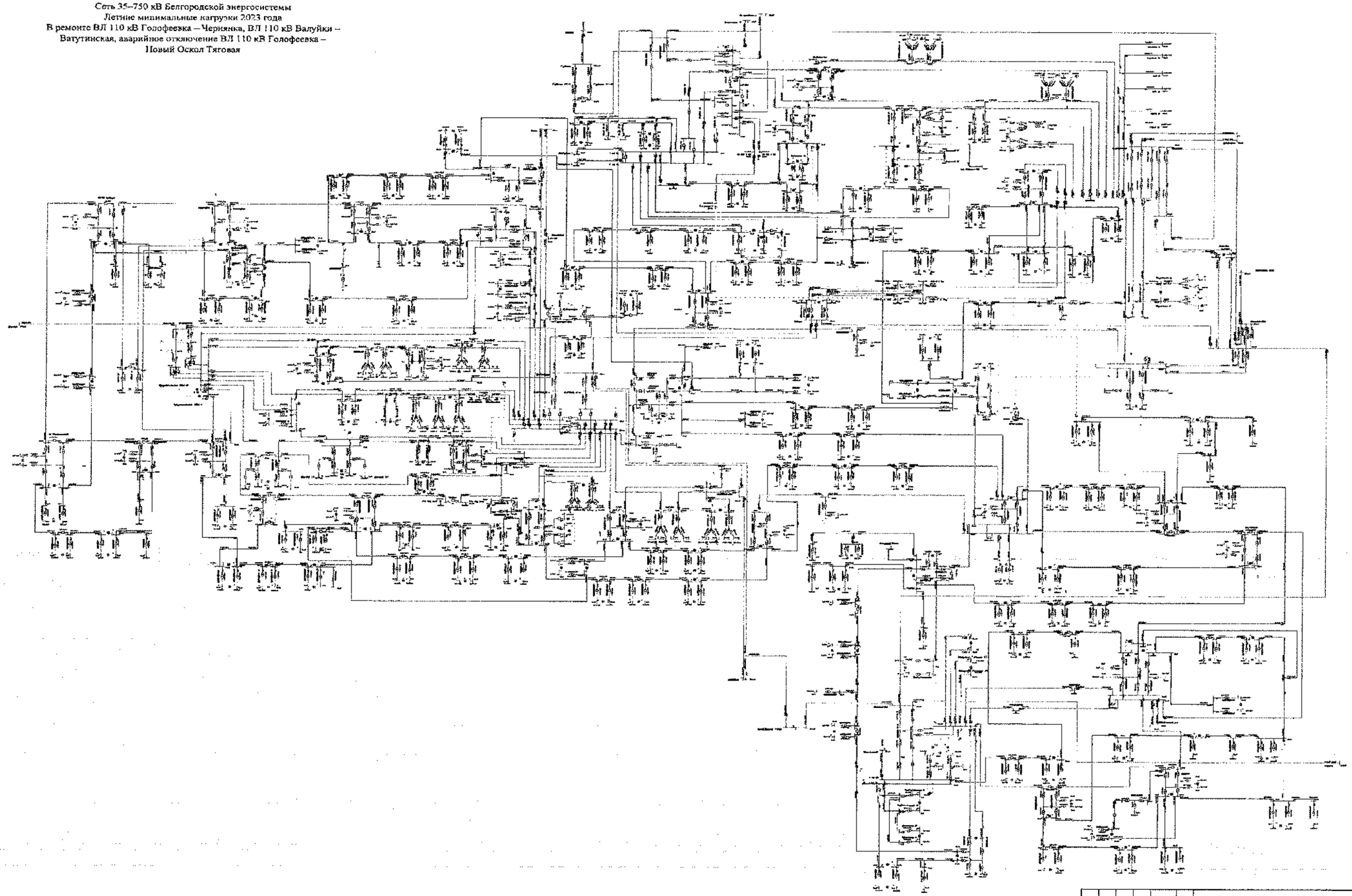
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3105-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития магистральных электросетей Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Временная ВЛ 110 кВ Грязнухи – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 178

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая



						1200-СхПР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						Вариант № 178 Чернянка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, плановое отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 179

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки

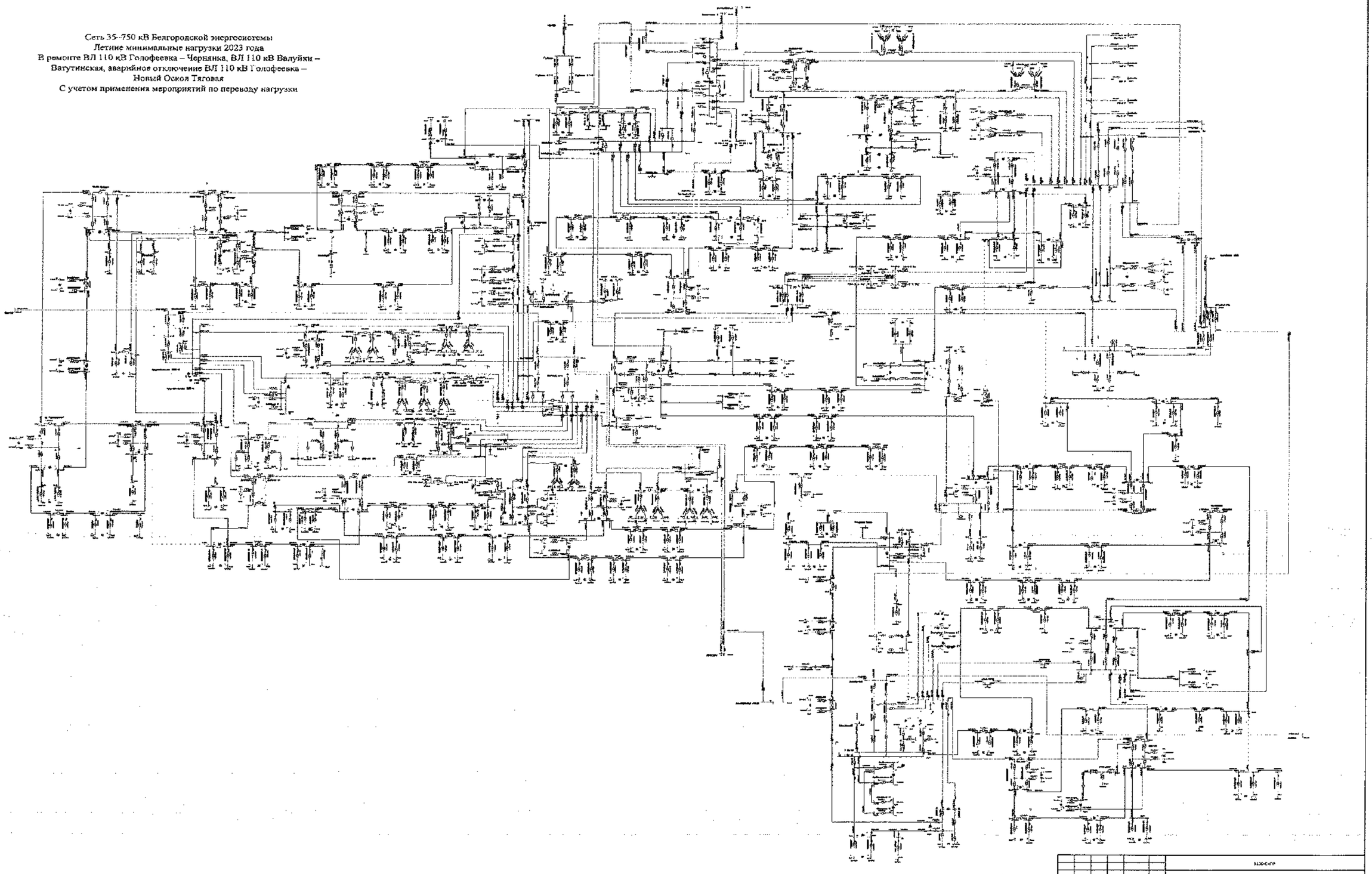
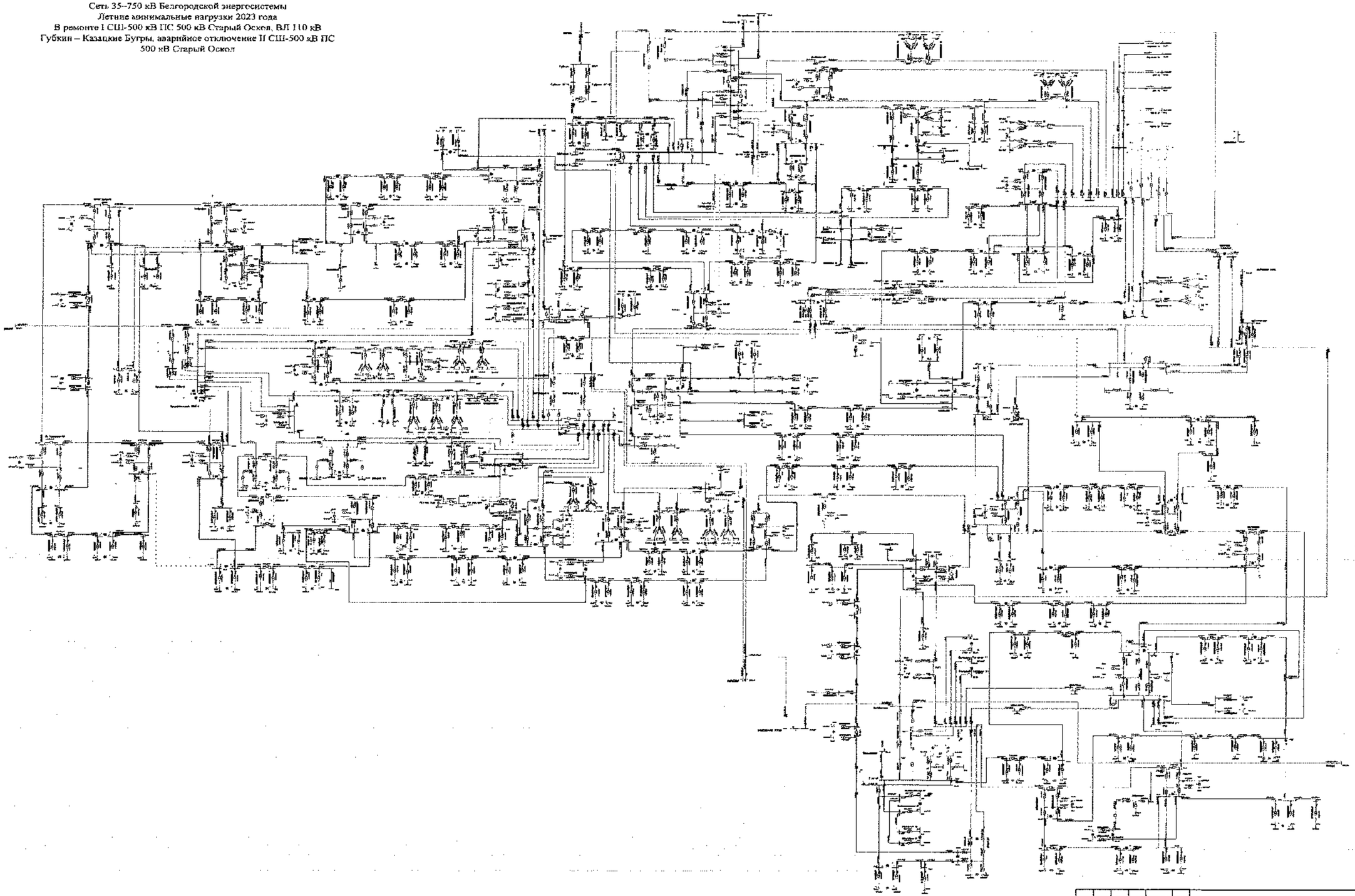


Схема 180

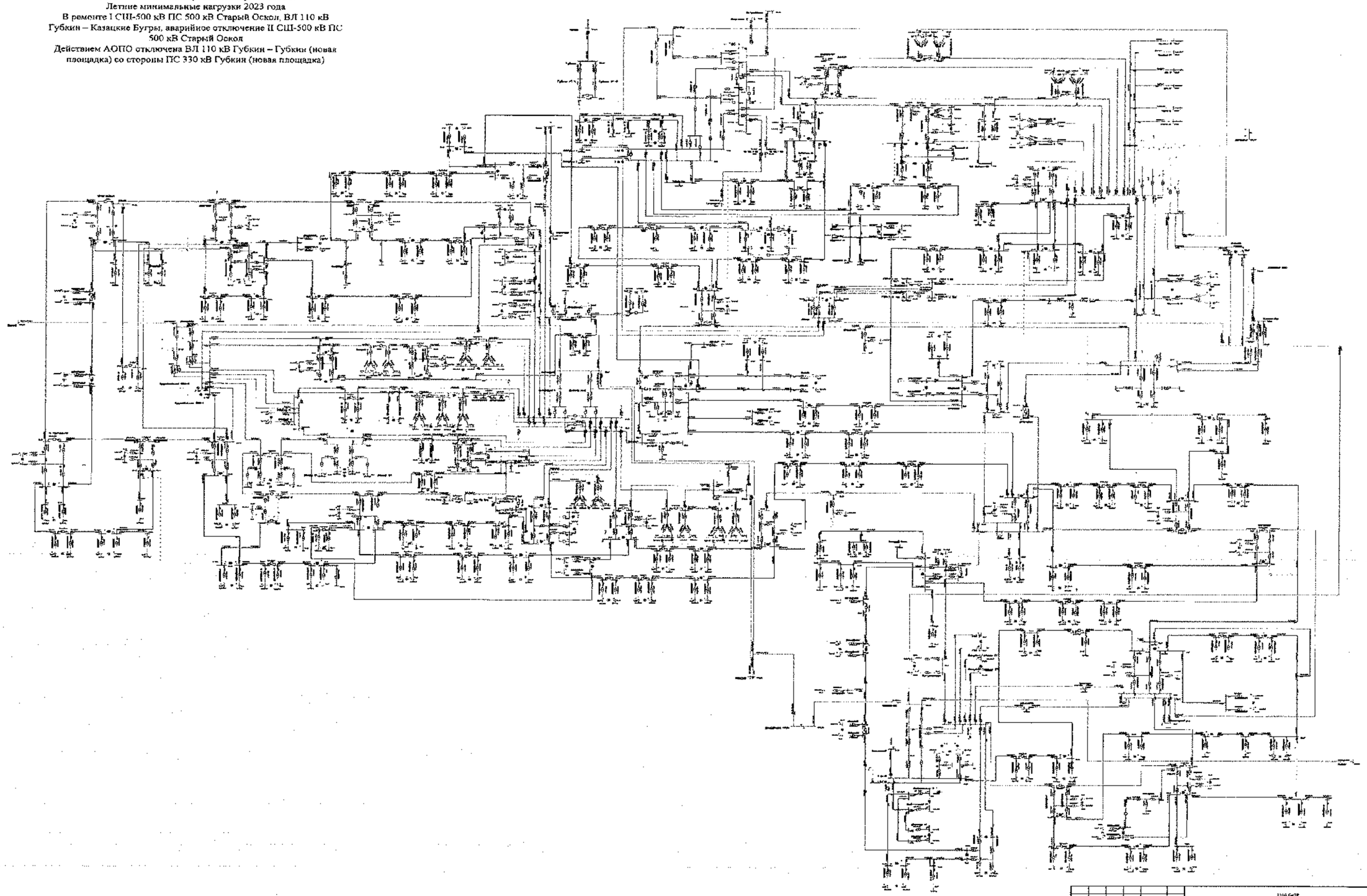
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



							3100-СМР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 181

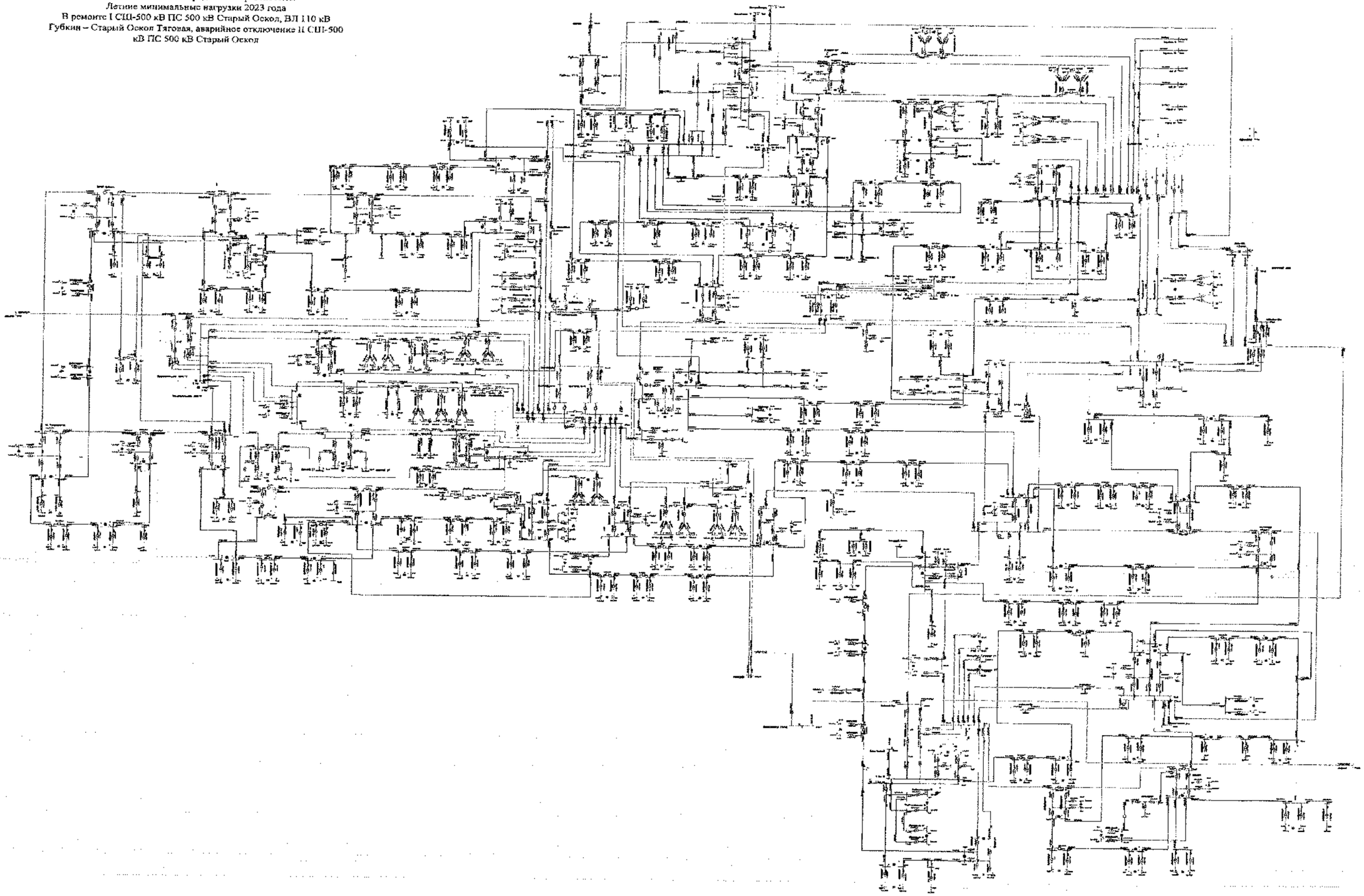
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100 ЕнТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Связь и пропускная способность электросетевого комплекса Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В выполнении I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 182

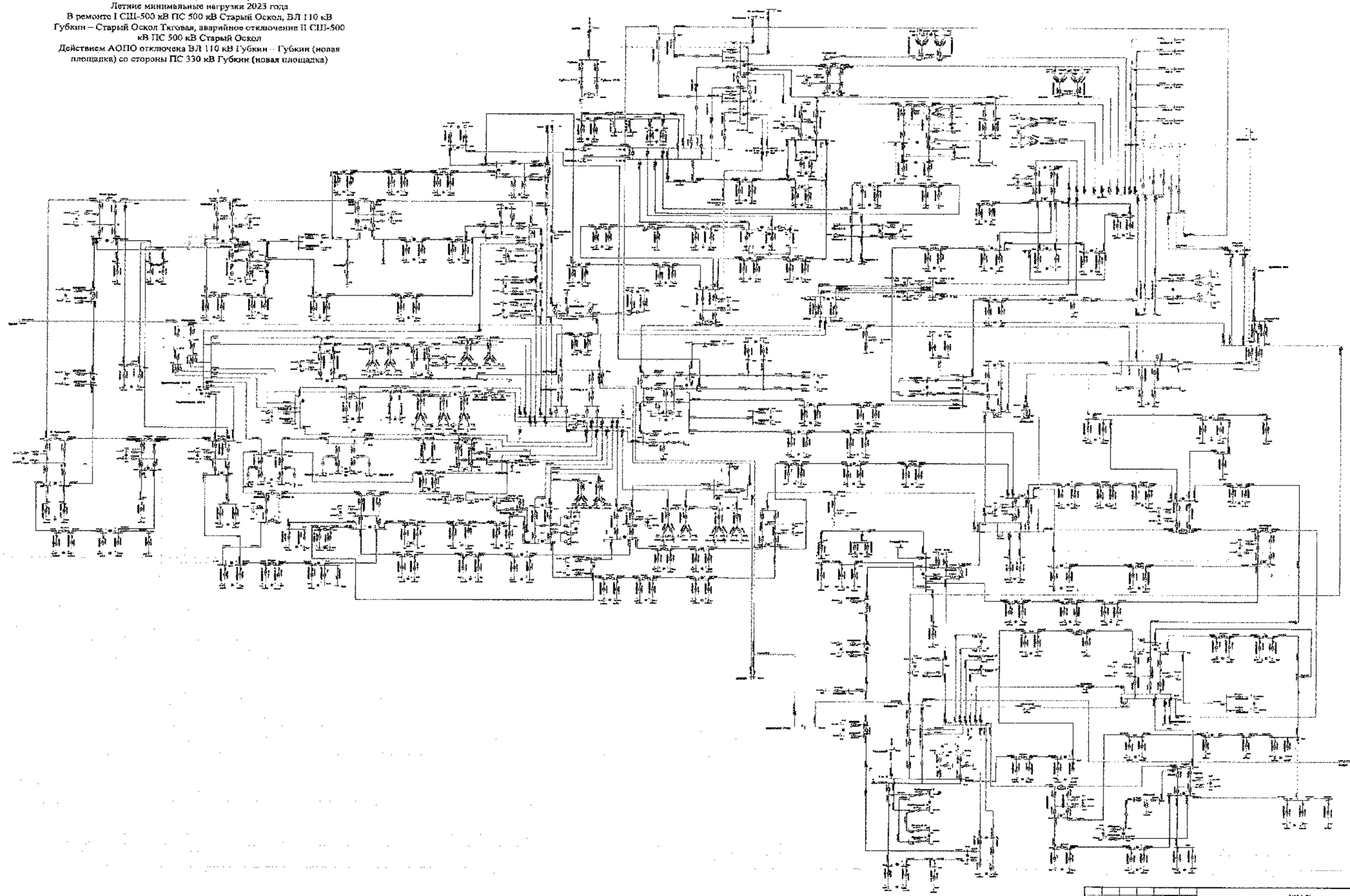
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						3100-СНТР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Летние минимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 183

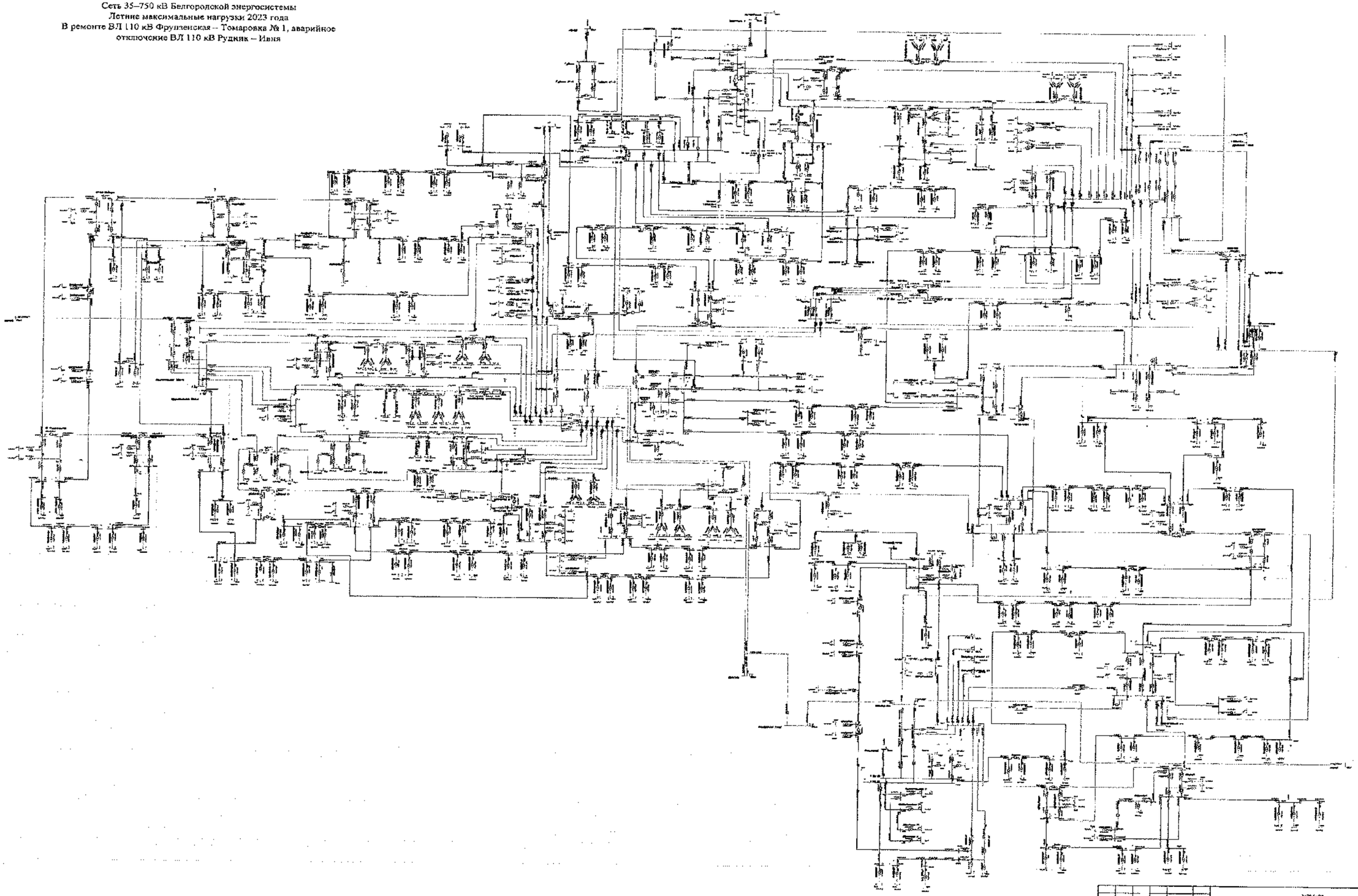
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3300-ОИР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработано						Сетевая и трансформаторная мощность электроснабжения Белгородской области на пятилетний период 2019-2023 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверено							П		
Н. контр.									
ГИП						В варианте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 184

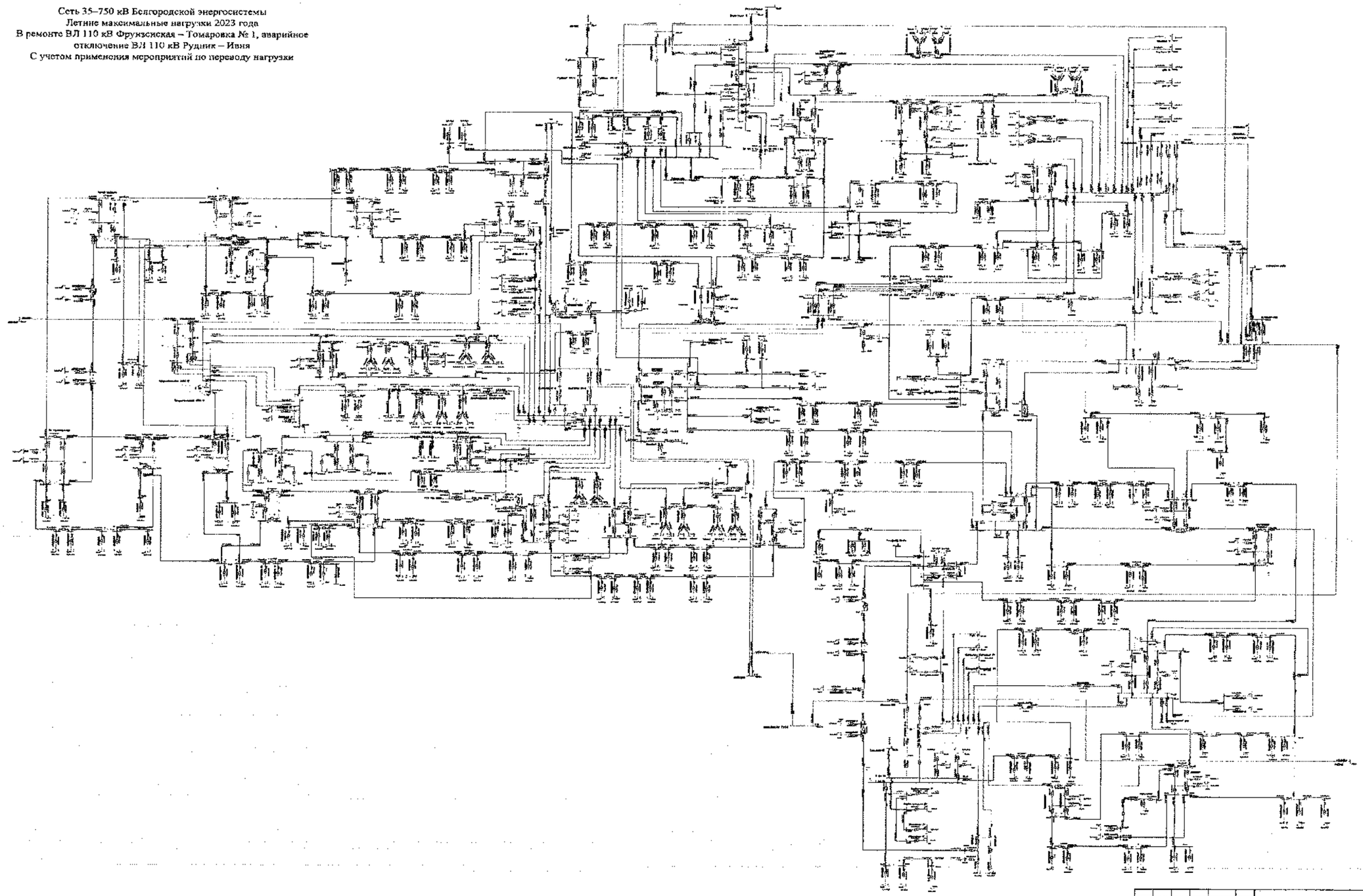
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



						3100-СибР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и развитие единой энергосистемы Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2023 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Согласовано									

Схема 185

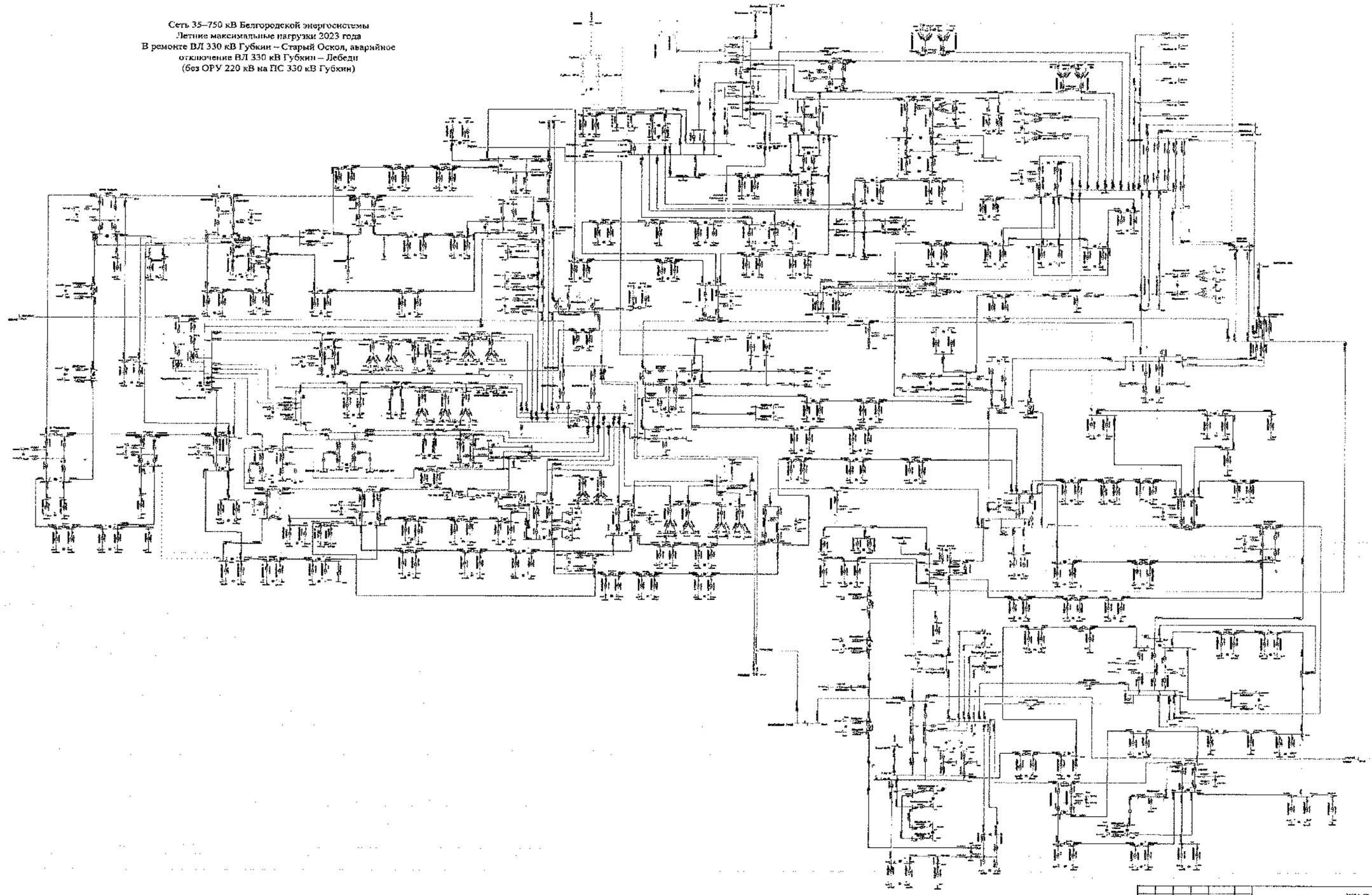
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



						3105-СПР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на летний период 2023-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Гл. инженер									
ГИП									
Руководитель						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2023 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 186

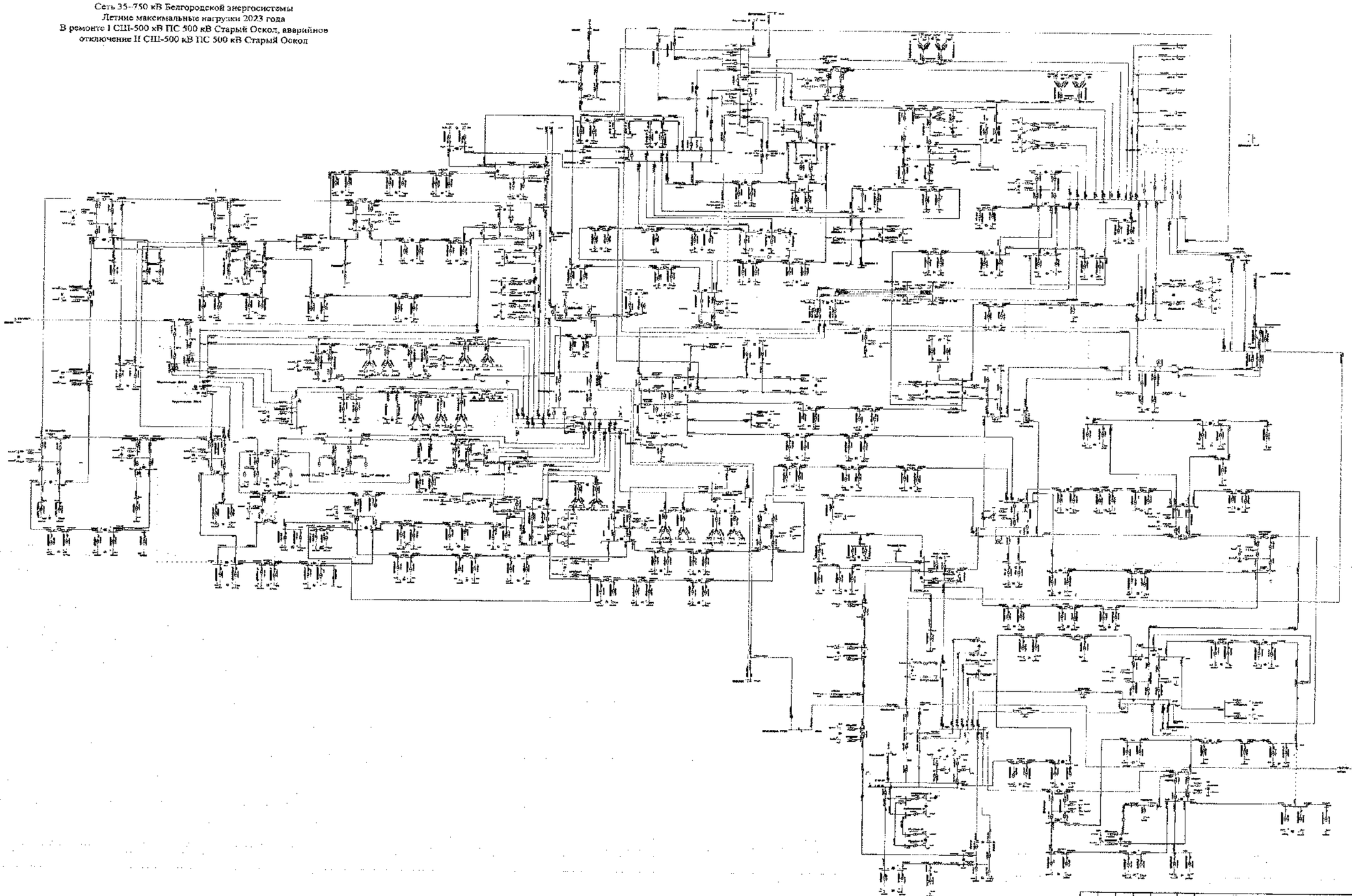
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



								3300-СхВР	
								Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электросетей Белгородской области на пятилетний период, 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
Утв.									
Афанасьева						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Летние максимальные нагрузки 2023 года	ЭТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 187

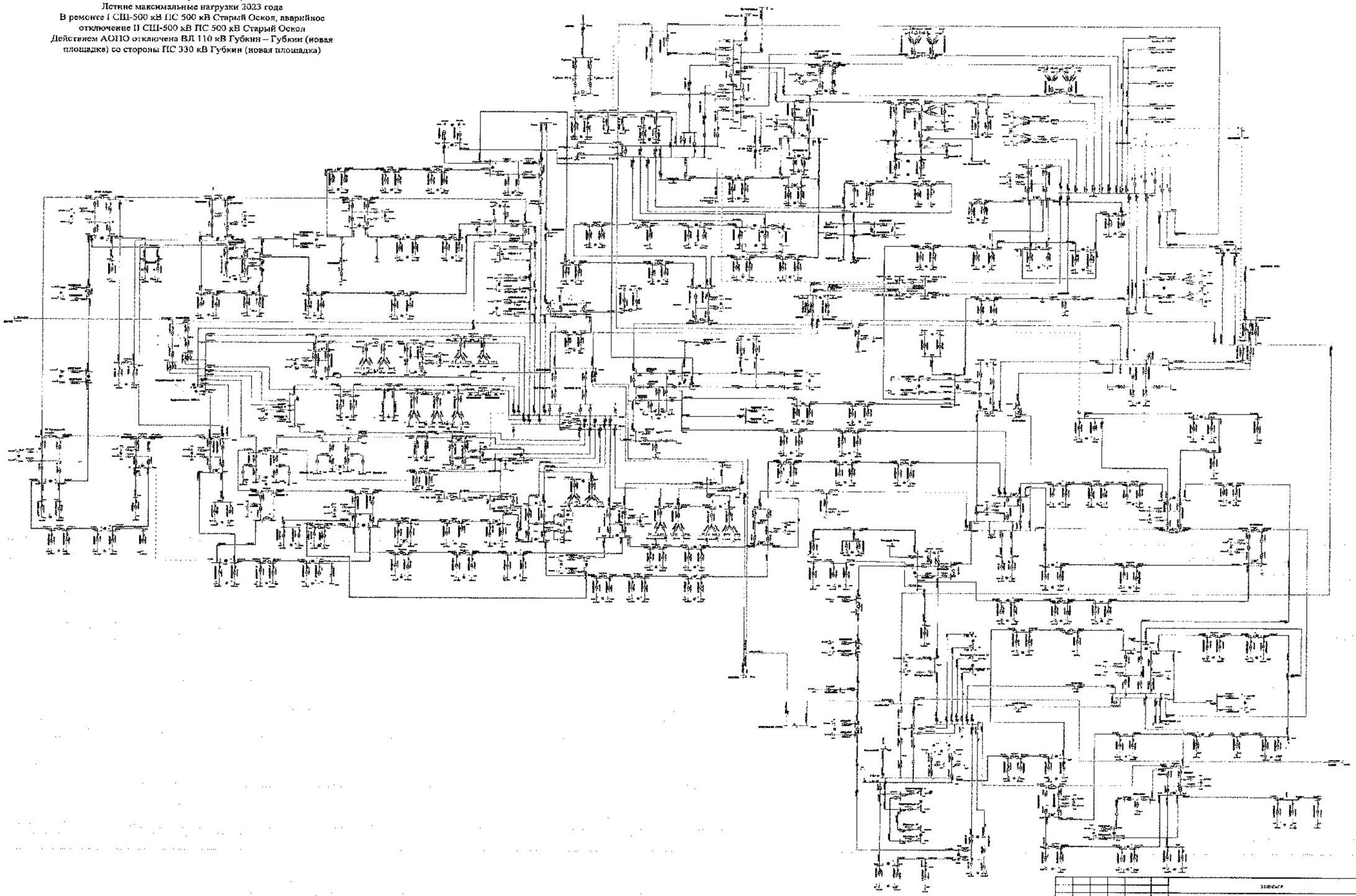
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							3150-СИТ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития магистральных электрических сетей Белгородской области на отдаленный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Гл. инж.						В границах I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Руководитель									

Схема 188

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100-СмГР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Д		
Н. контр.									
ГИП						В режиме I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (новая площадка) АОПО. Летние максимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 189

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки

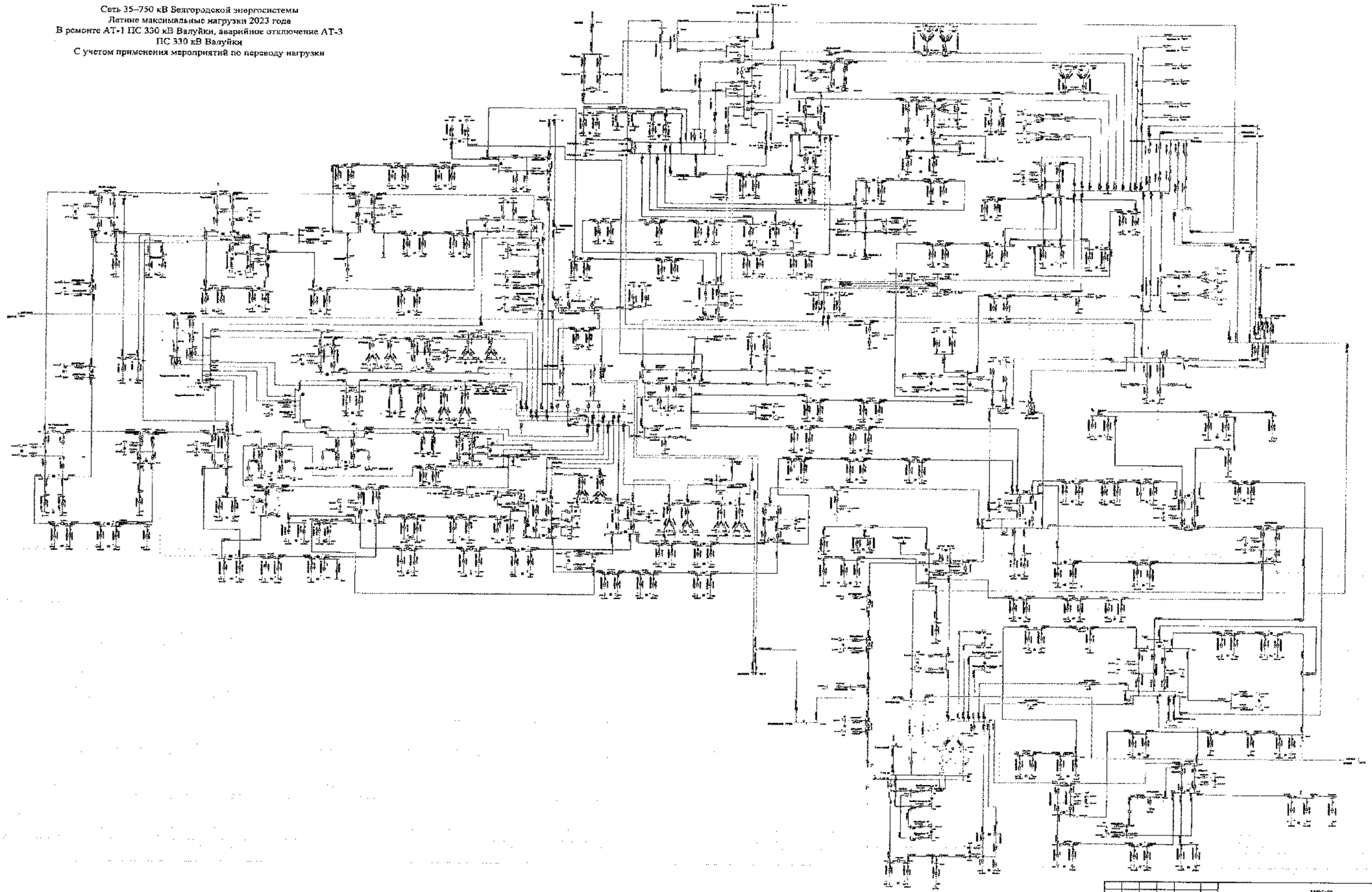
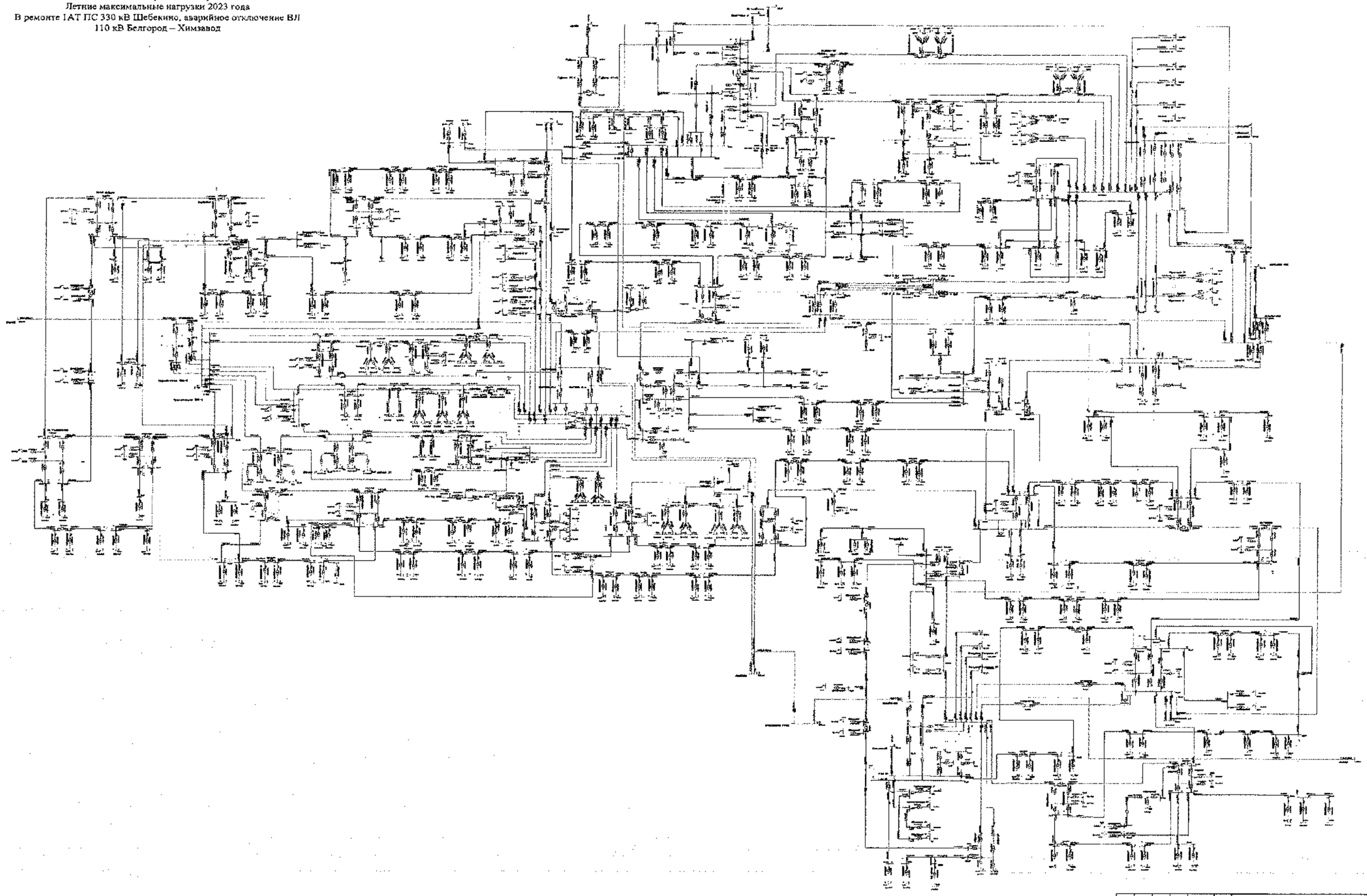


Схема 190

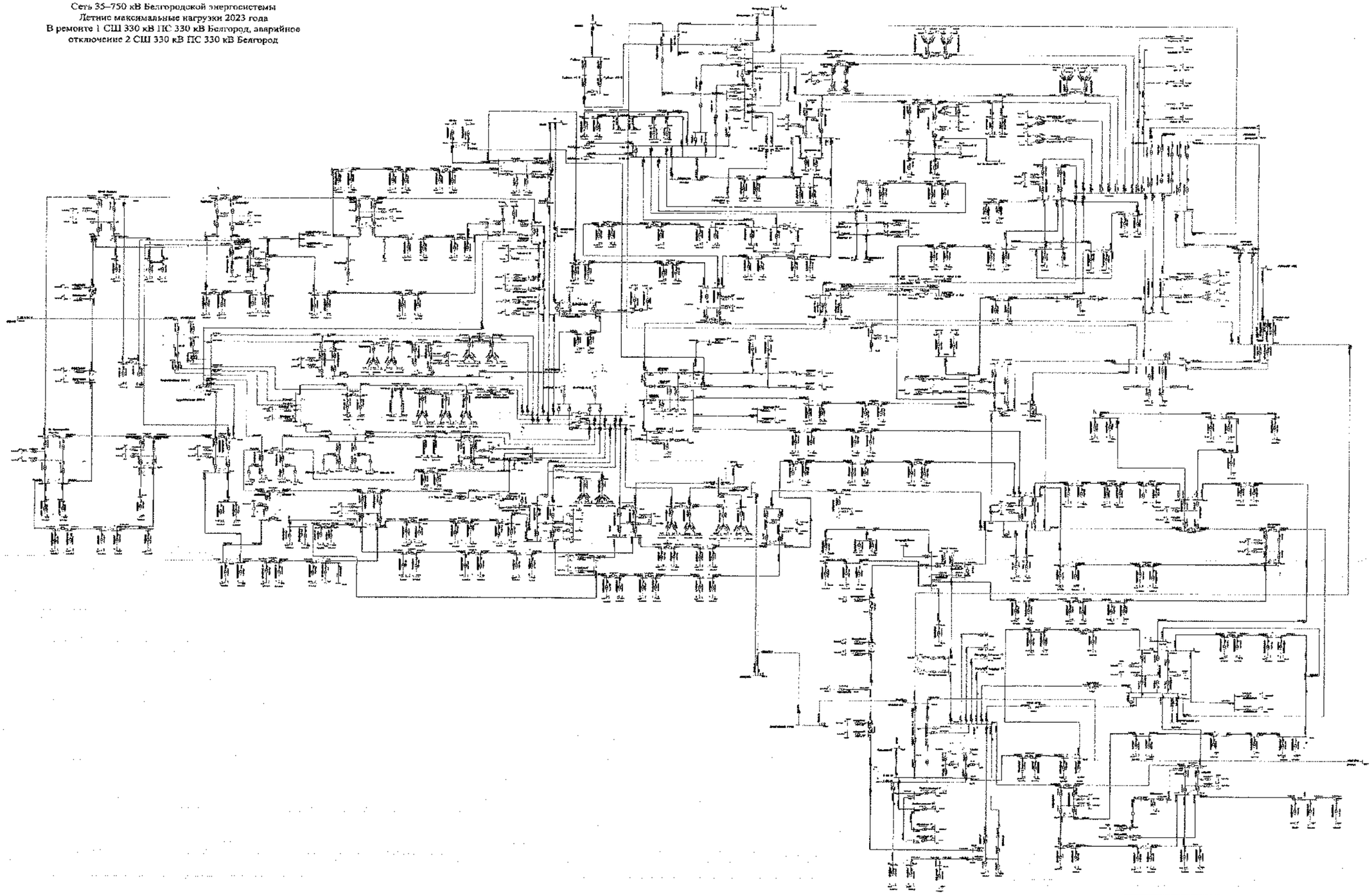
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							3150-СхТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схемы развития и совершенствования электросетей Белгородской области на долгосрочный период 2023-2028 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Летние максимальные нагрузки 2023 года	УТВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 191

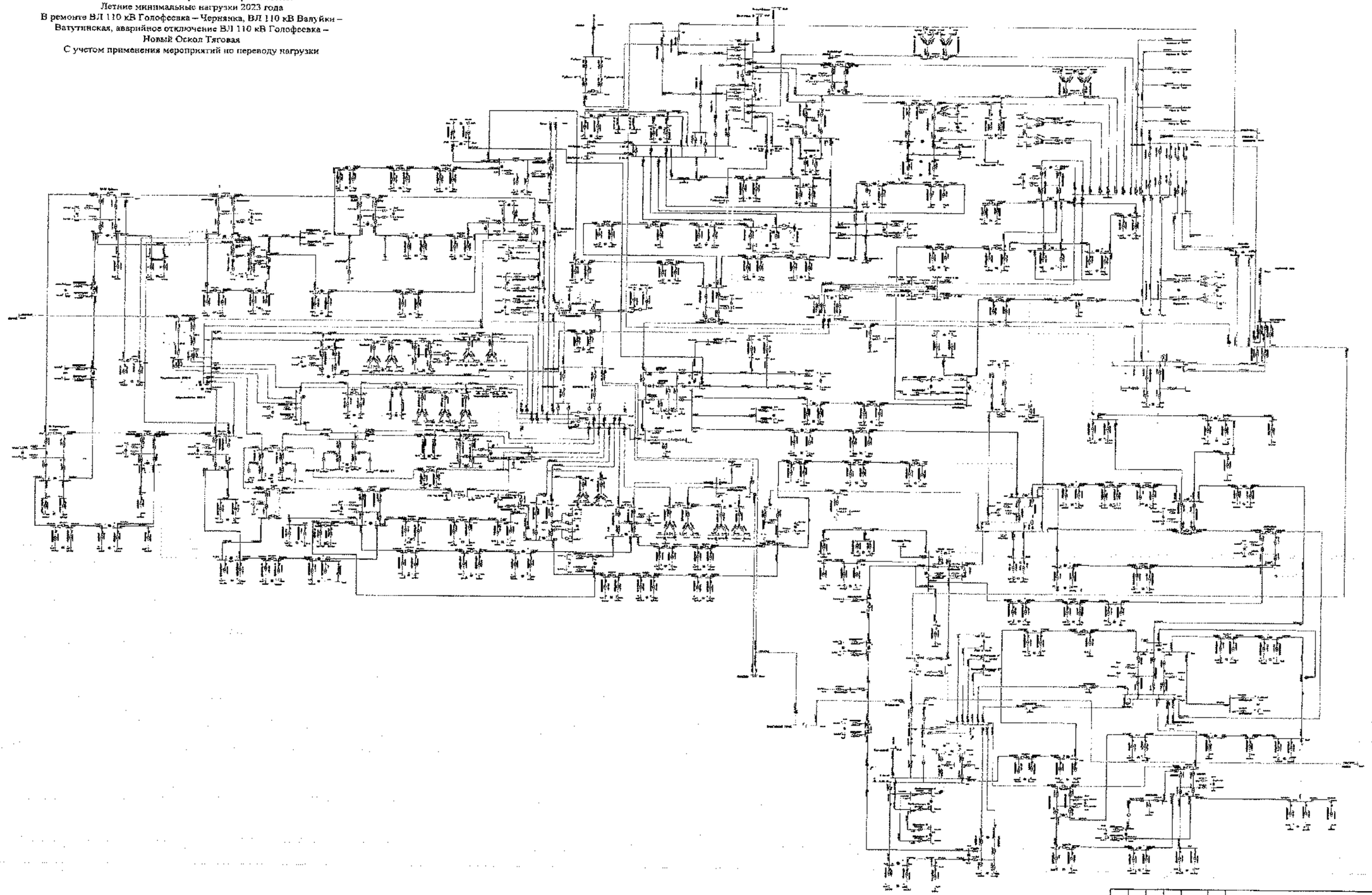
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							ЗАОО «СПР»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и предложения развития электрических сетей Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Л		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние максимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК» «Центра» - «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 192

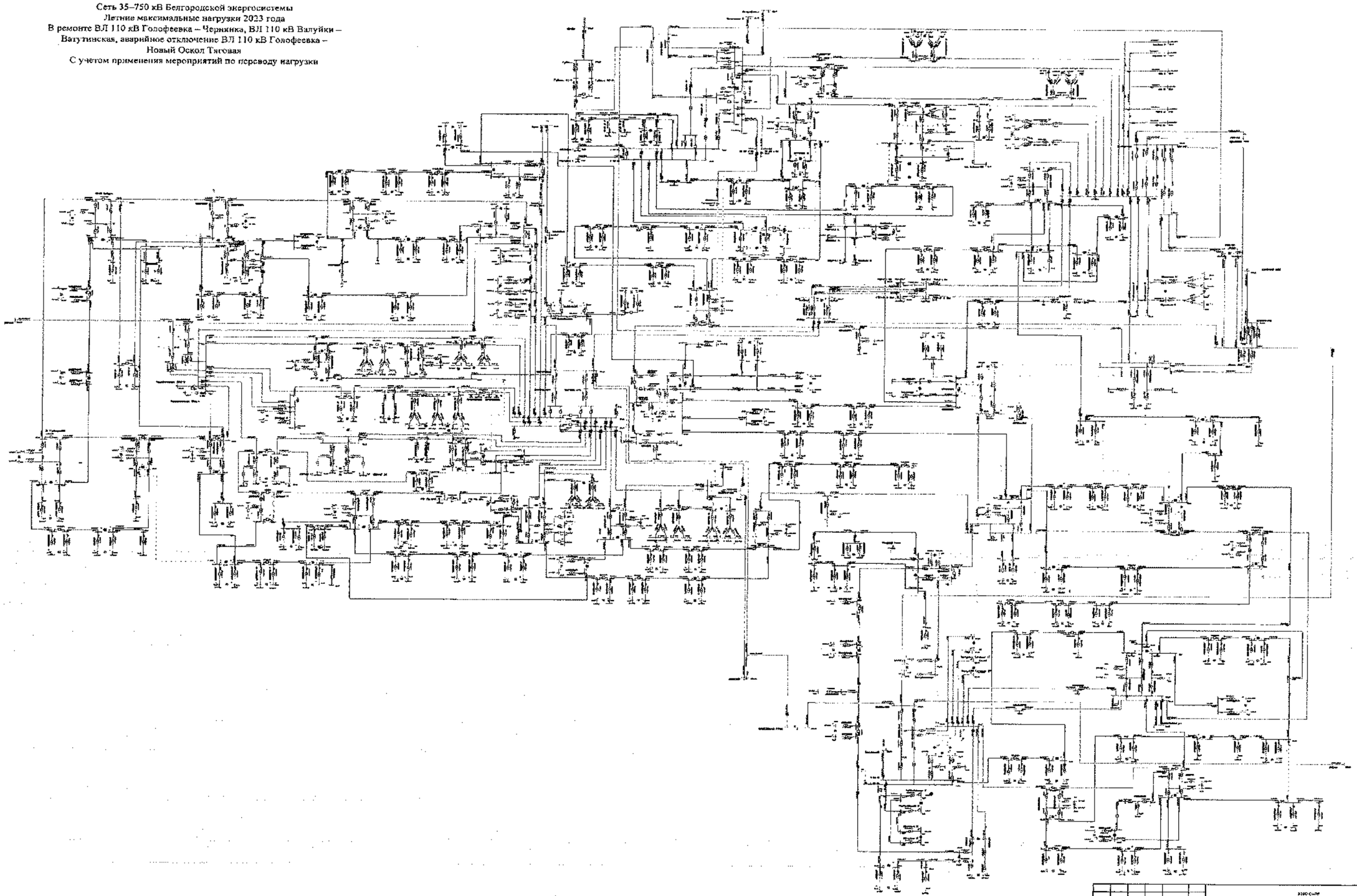
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3100-ЕЛР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021 (2023 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая Летние минимальные нагрузки 2023 года	УПР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 193

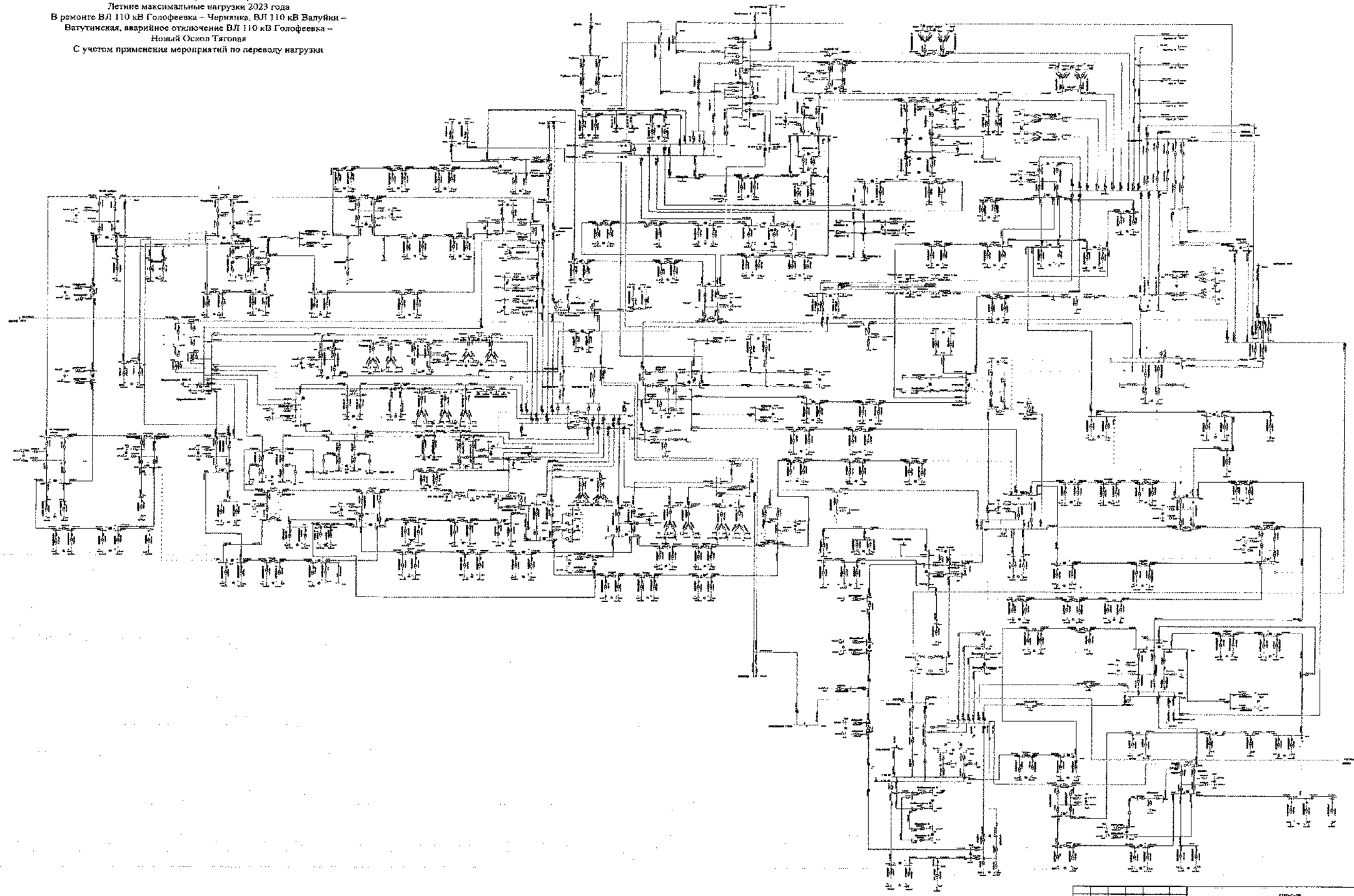
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3100-СШР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы Белгородский объединенный электрический порядок 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние максимальные нагрузки 2023 года	ЭТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 194

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата
Разработал					
Проверил					
Н. контр.					
ГИП					
Руководитель					

220-СИП

Белгородская область

Схема и показатели развития электросетевого комплекса Белгородской области до максимальной нагрузки 2021-2025 годы

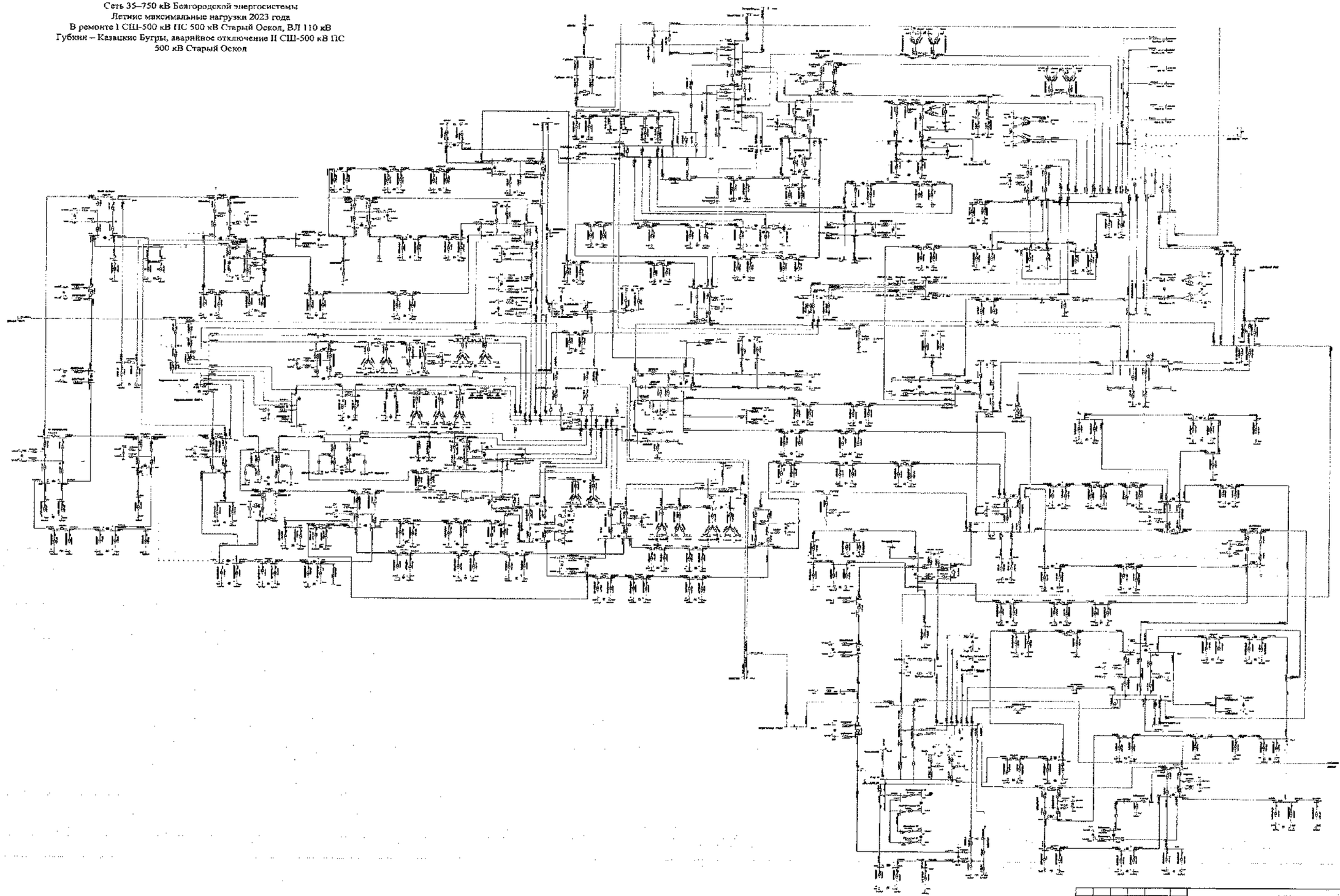
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летний максимальный режим 2023 года

Стадия	Лист	Листов
П		

УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

Схема 195

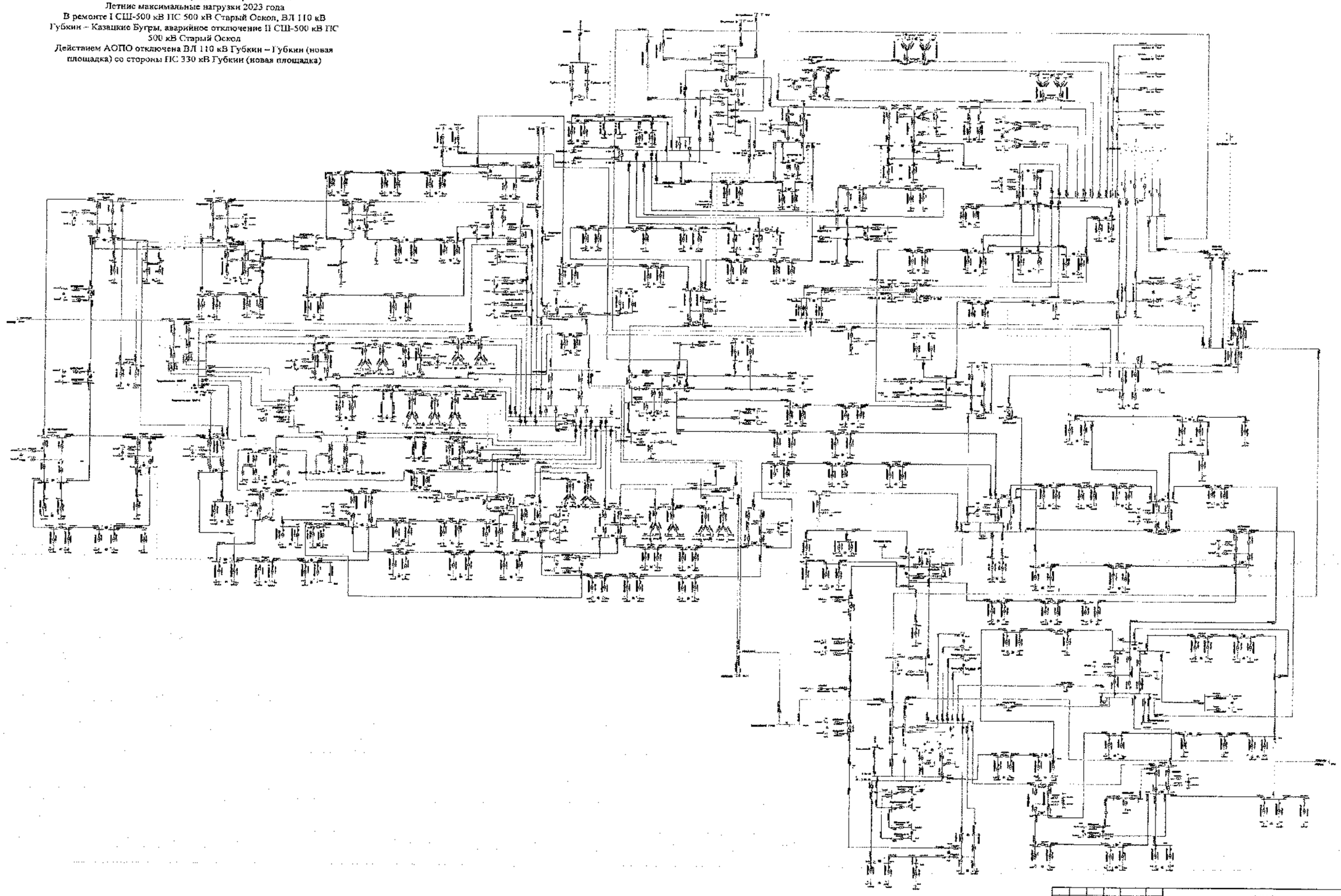
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



							ЭЛЕКТРОТЕХ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозный развитие электроэнергетики Белгородской области на летний пик период 2022-2026 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						Изменение 195 ПС 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2023 года			
Руководитель							УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 196

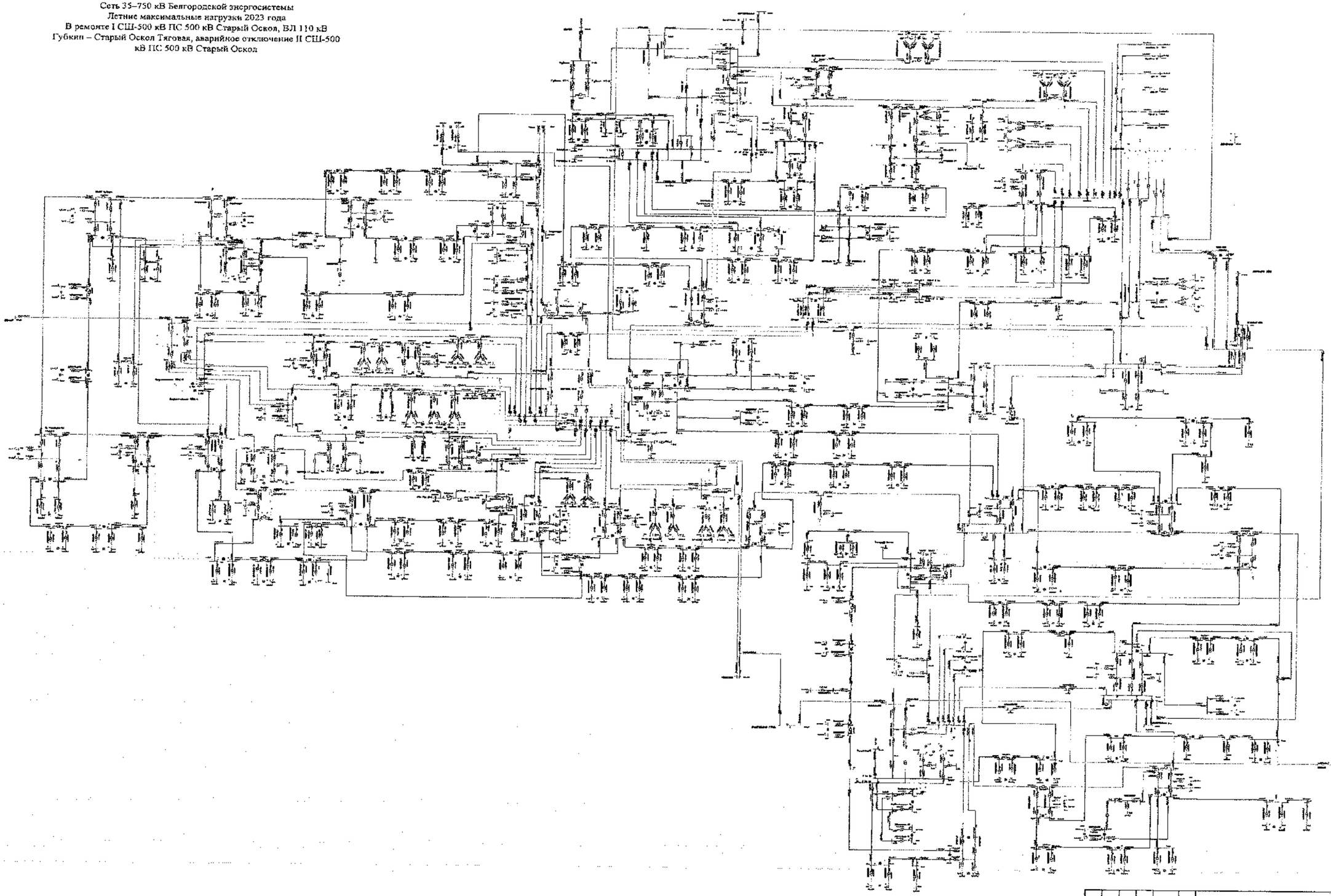
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



						3100 СМР		
						Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Я		
Н. контр.									
ГИП									
Руководитель						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 197

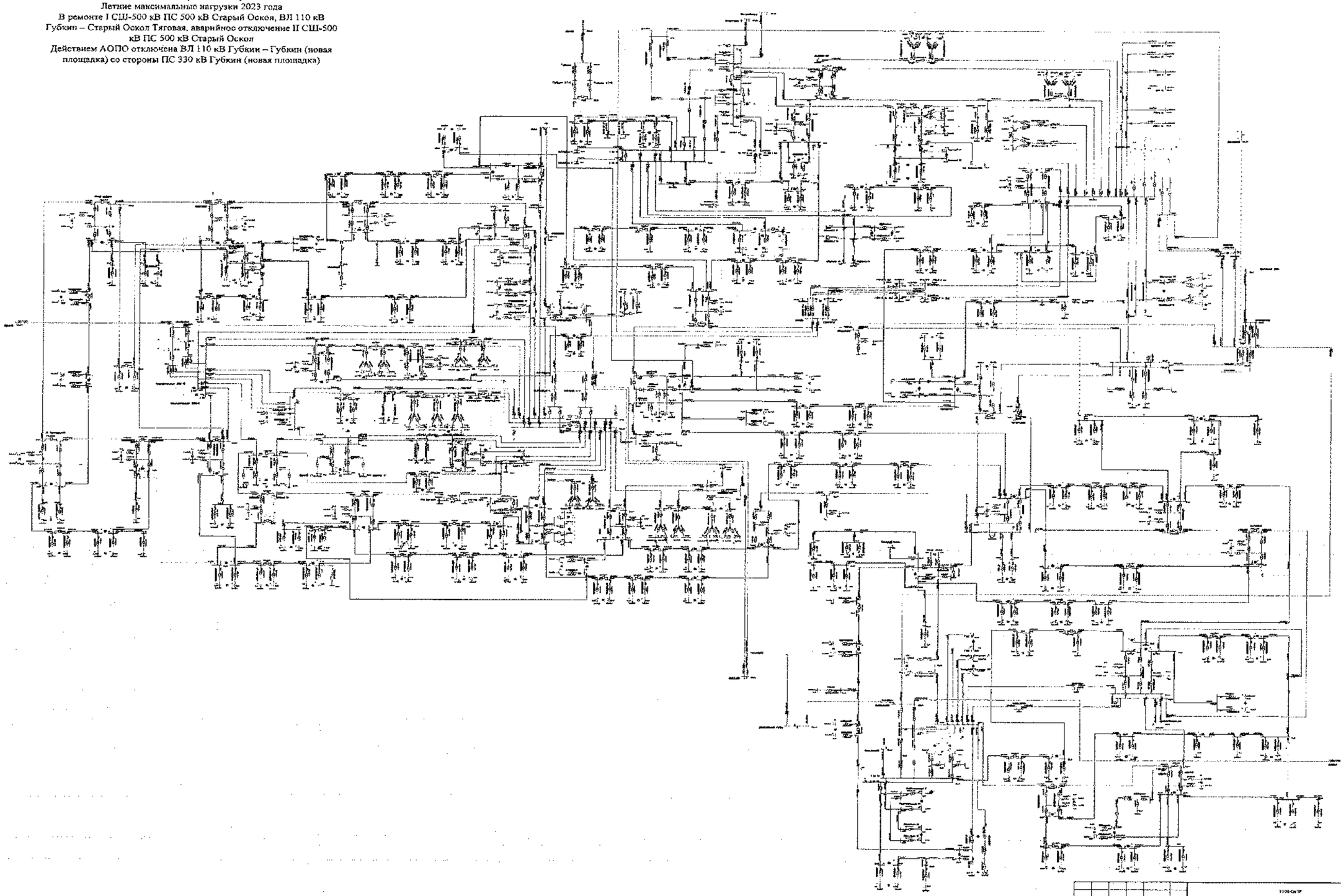
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						3100-СПР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП									
Утверждил									
						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 198

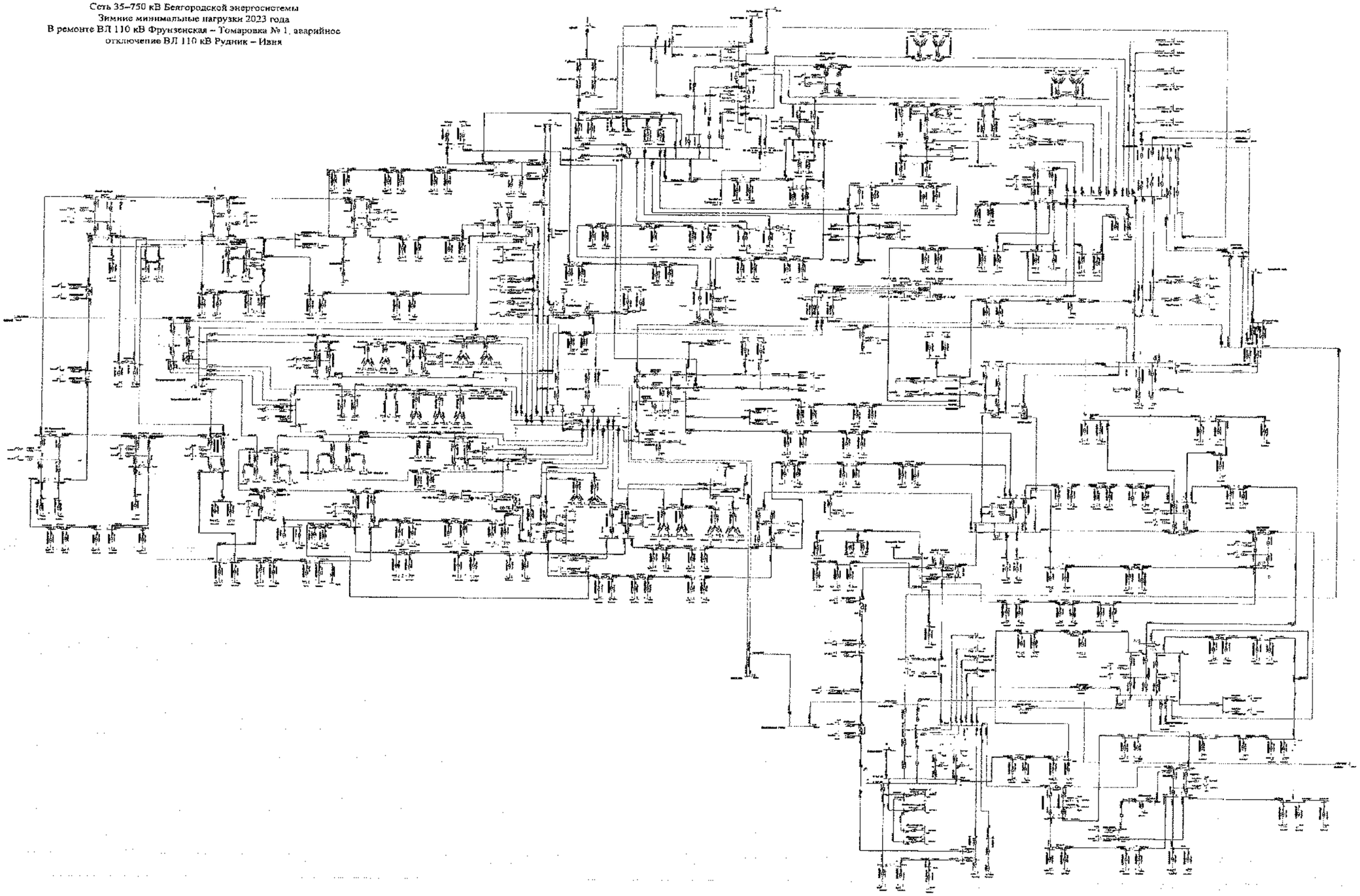
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100-СмТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Схема и прогнозные балансы электроэнергии Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							П		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 199

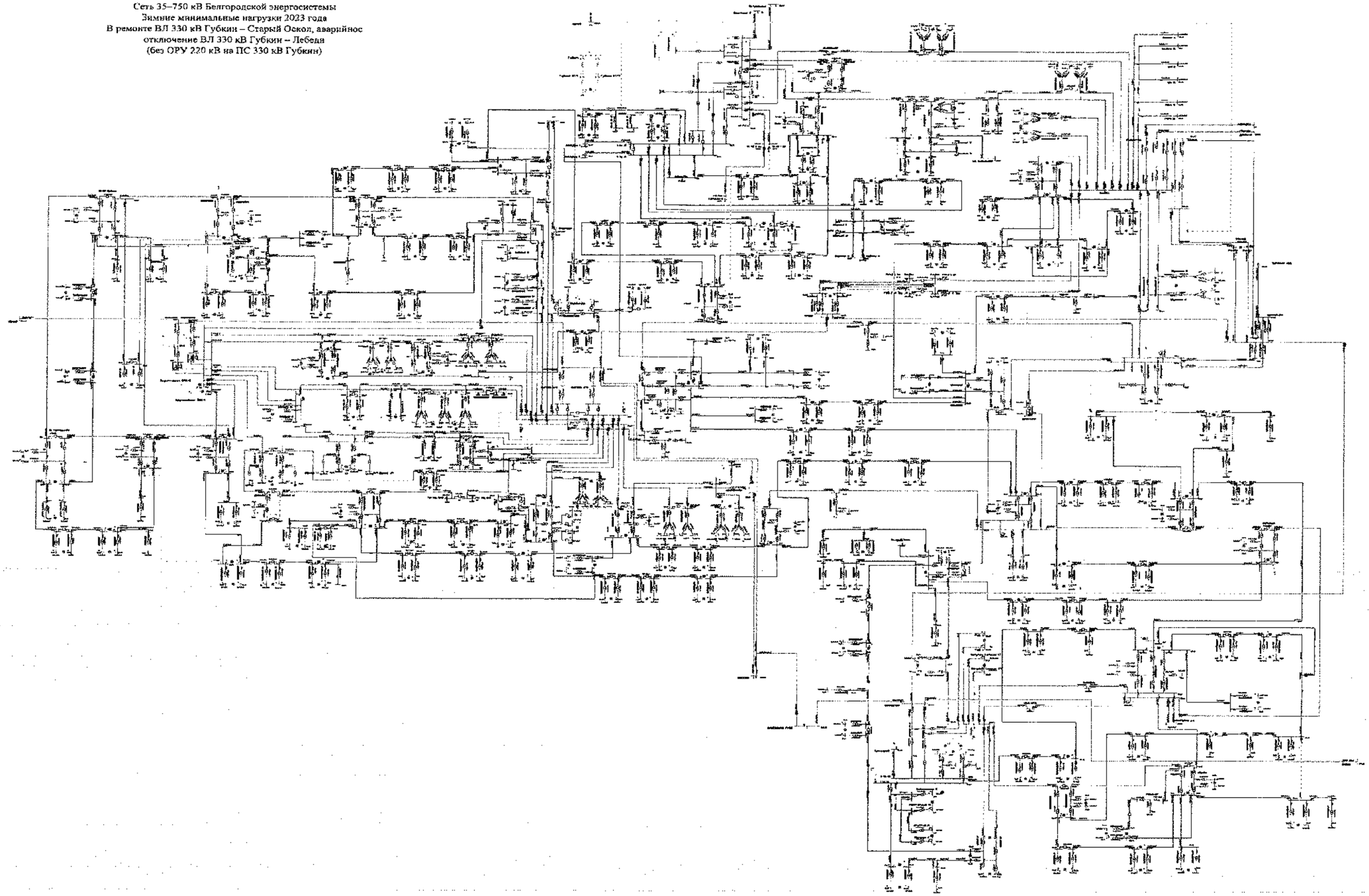
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							2100 СМР
							Белгородская область
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		
Разработал						Схема и план развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия: П; Лист; Листов
Проверил						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние минимальные нагрузки 2023 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»
Н. контр.							
ГИП							
Руководитель							

Схема 200

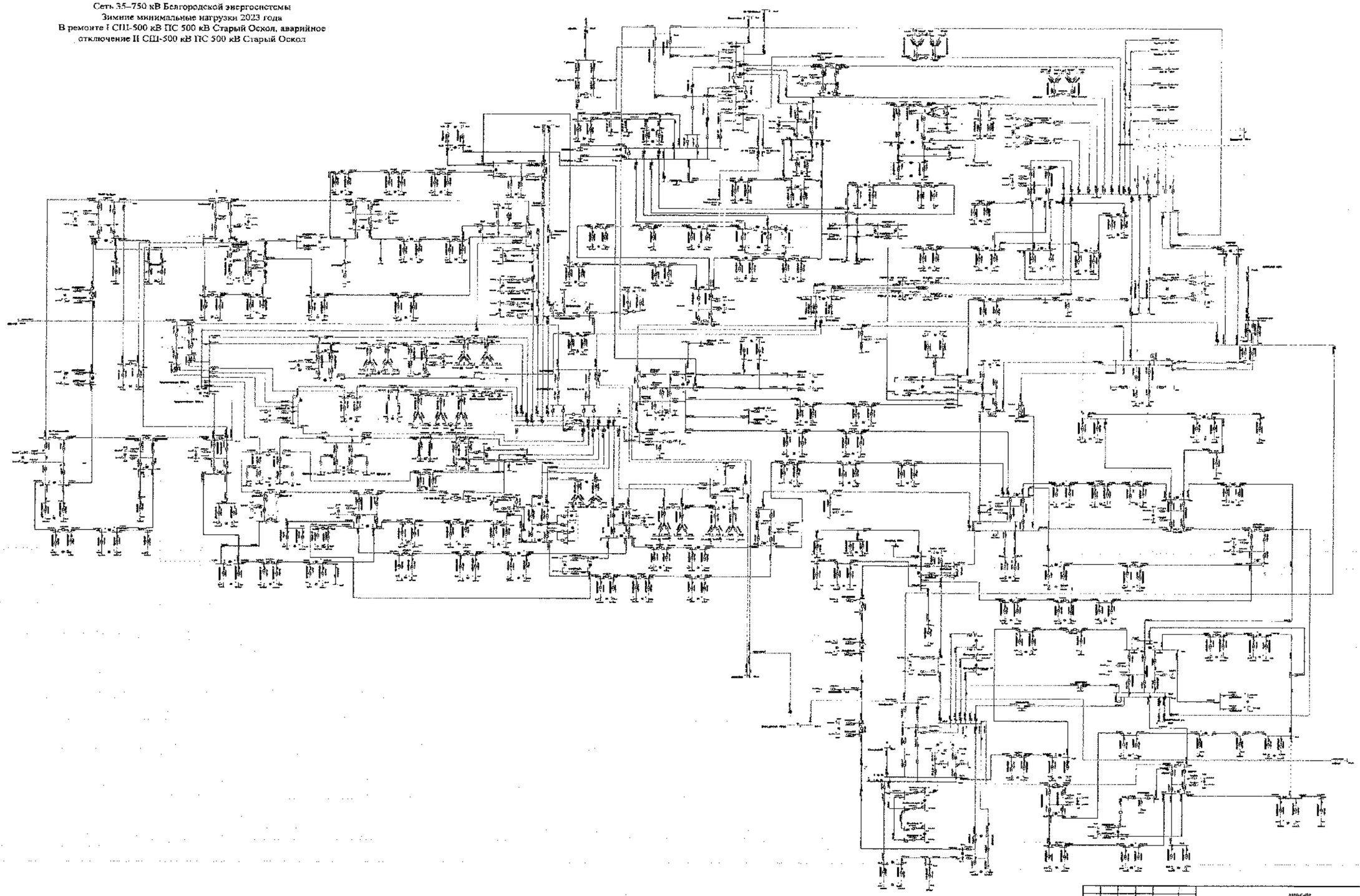
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедя
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



						1200 СПР		
						Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата			
Разработал						Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на среднесрочную перспективу 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							РП		
Гл. специ.						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Зимние минимальные нагрузки 2023 года	УЭС филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»	
ГИП								
Руководитель								

Схема 201

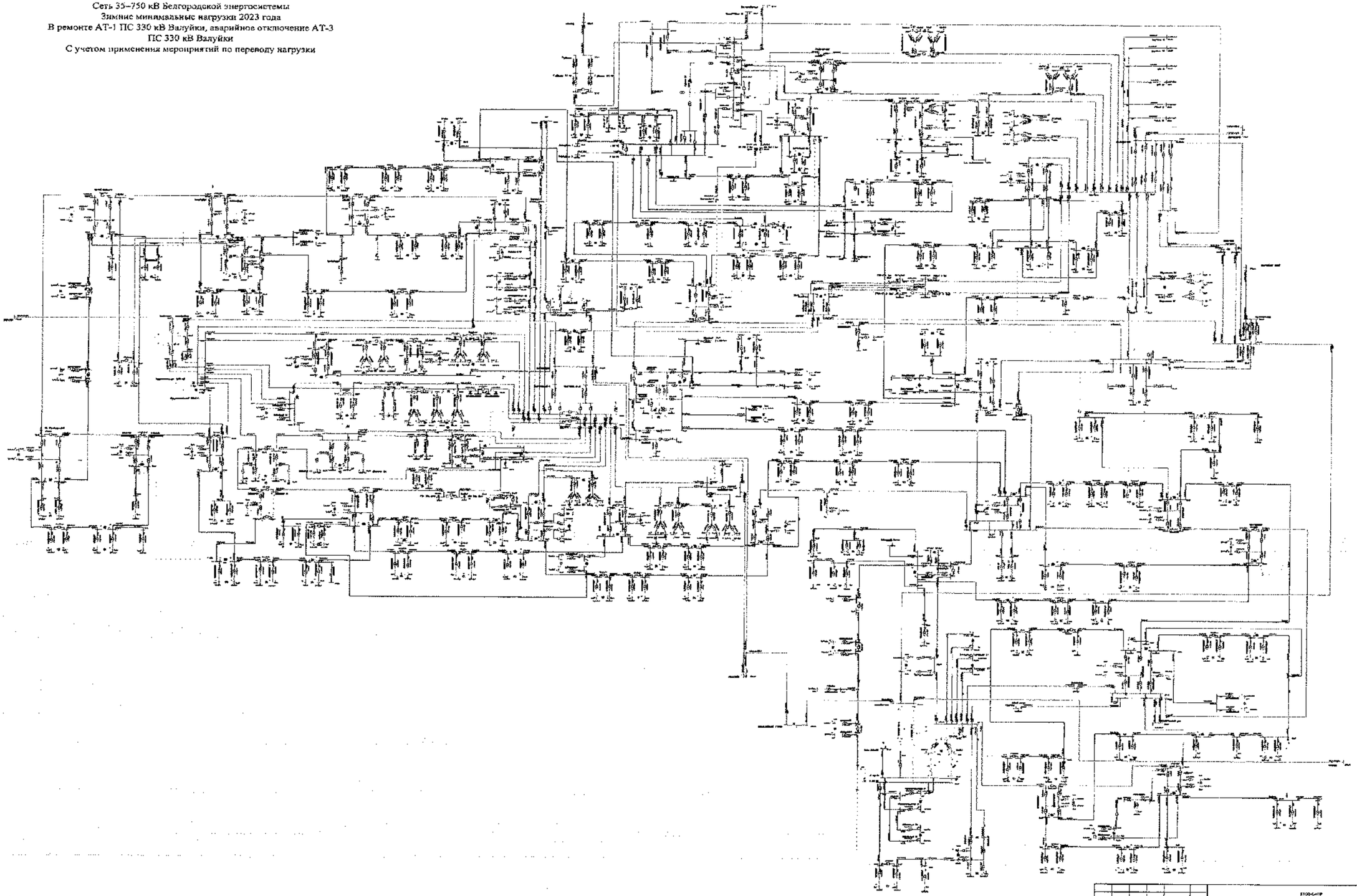
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							3850-С-ПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2023-2027 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Зимние минимальные нагрузки 2023 года	ГПИ филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 202

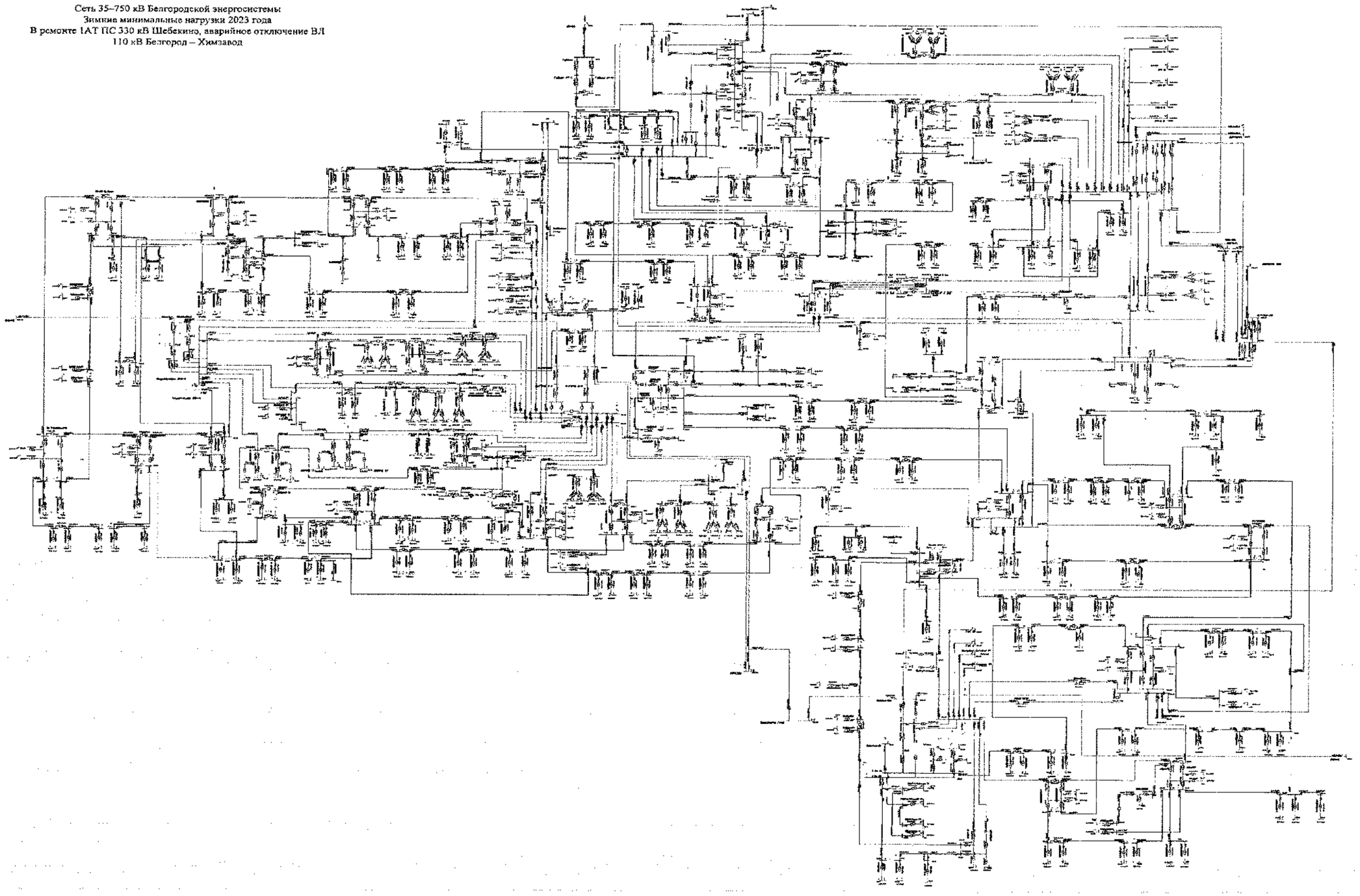
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							ЕГОС-СНПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата	Схема развития распределительной электросетевой сети Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							Р		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Утвердил									
						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Зимние минимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 203

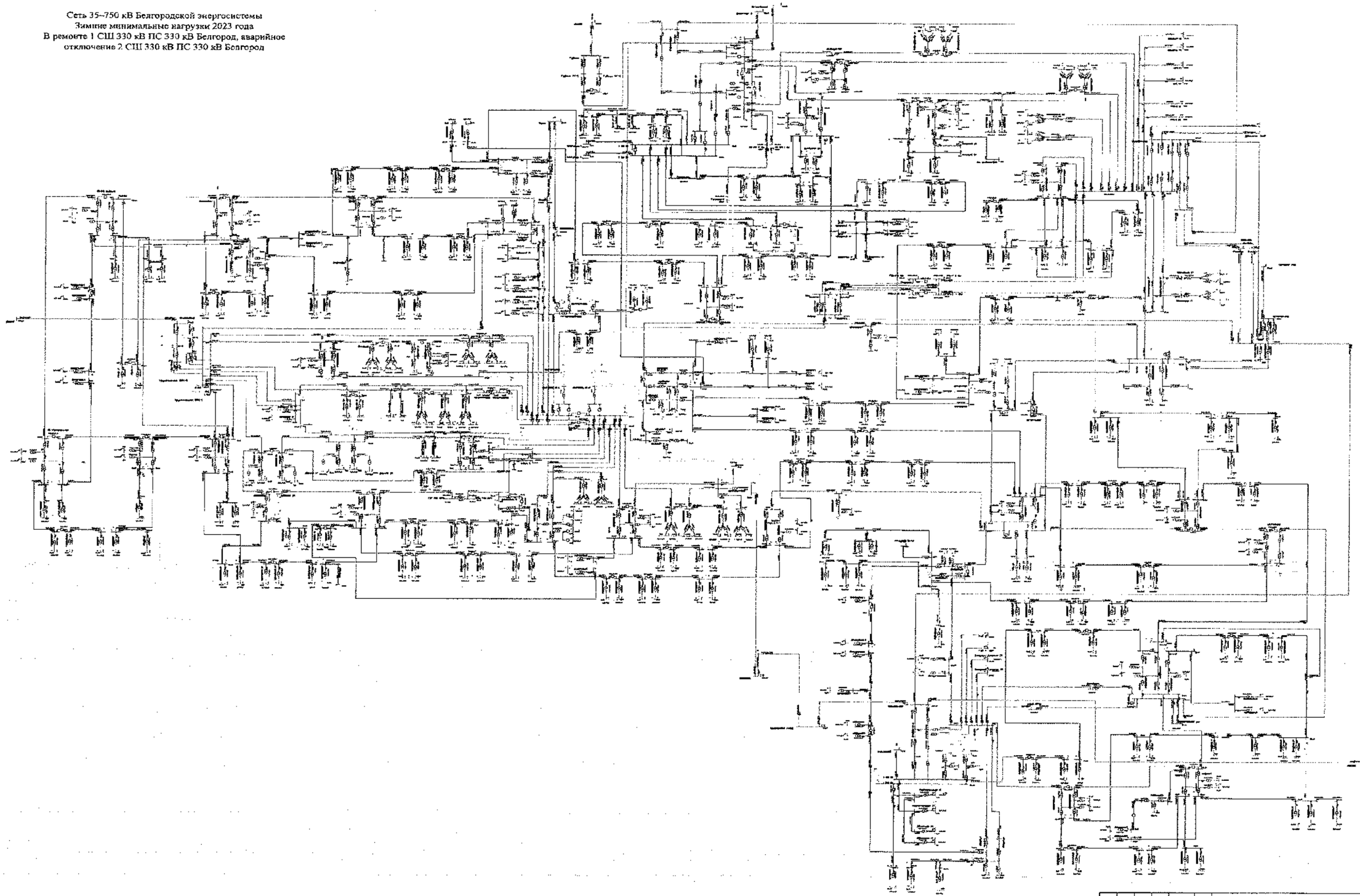
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							3100-ЭмПЗ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Сеть и программы развития электрических сетей Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Зимние минимальные нагрузки 2023 года	УТР Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждаемая часть									

Схема 204

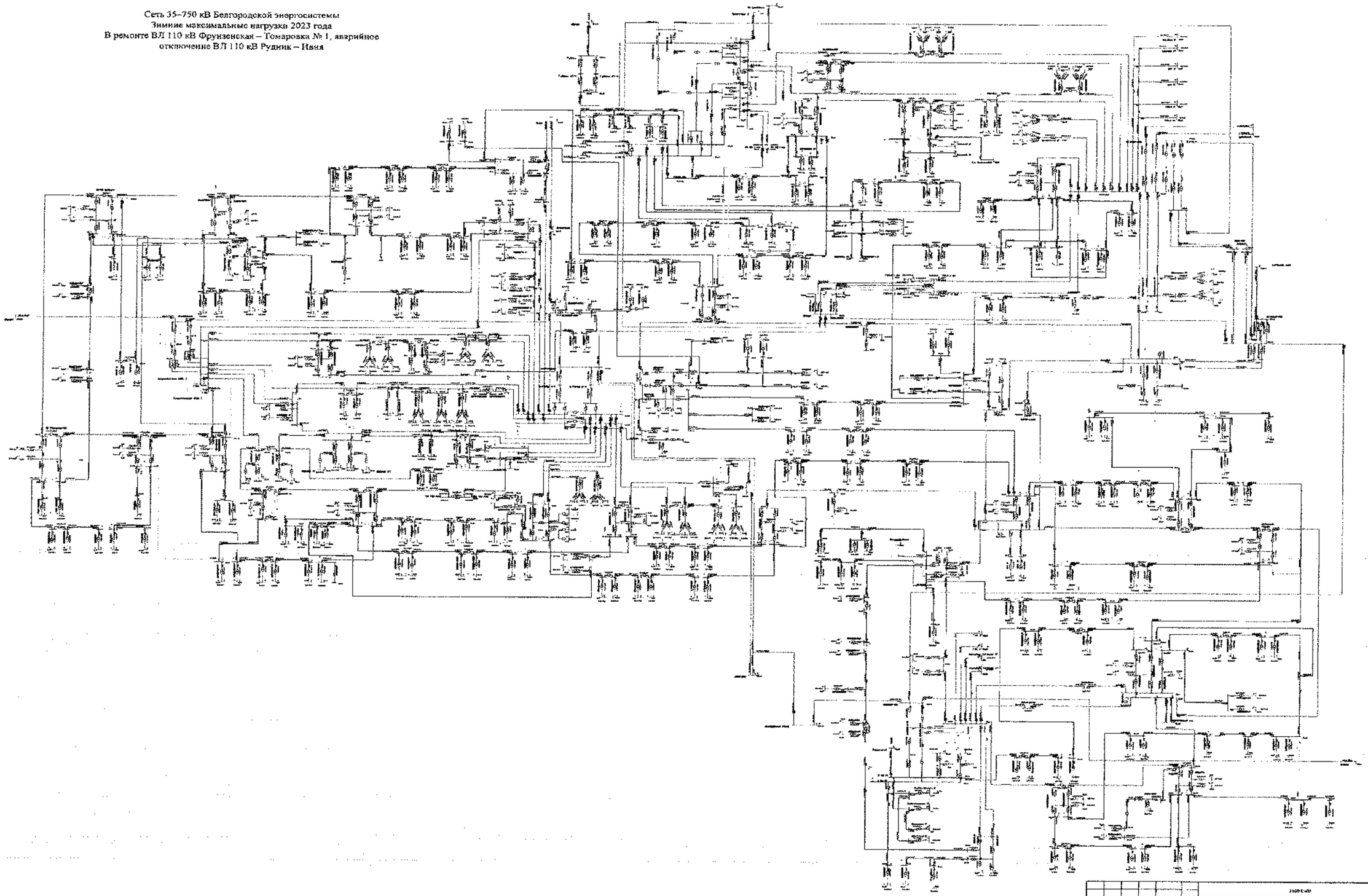
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2023 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							3300С-ПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработано						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверено							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Зимние минимальные нагрузки 2023 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждено									

Схема 205

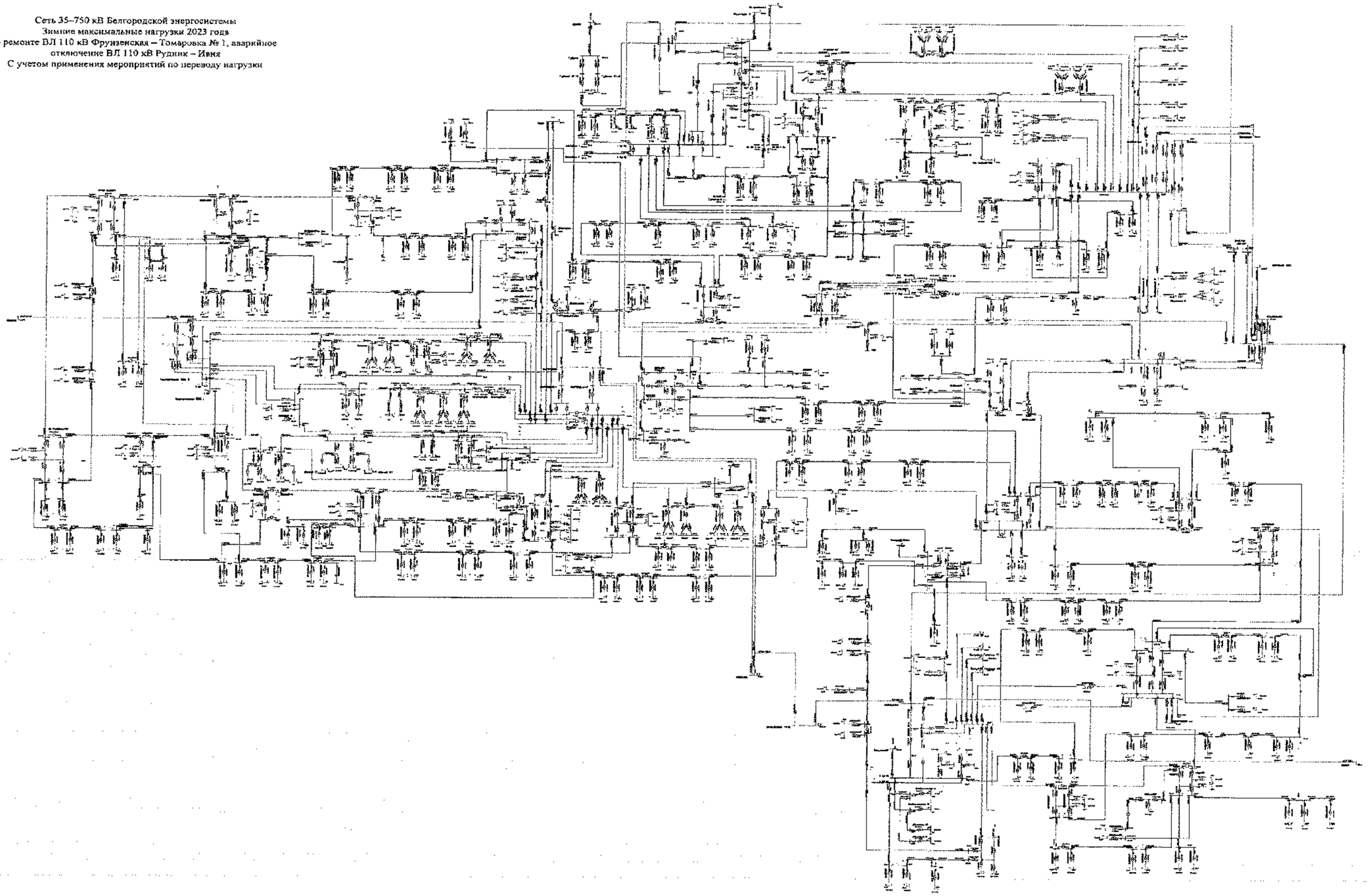
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							2100-Е-00		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на расчетный период 2021-2023 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние максимальные нагрузки 2023 года	УЭТ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнергосеть»		
Утвердил									

Схема 206

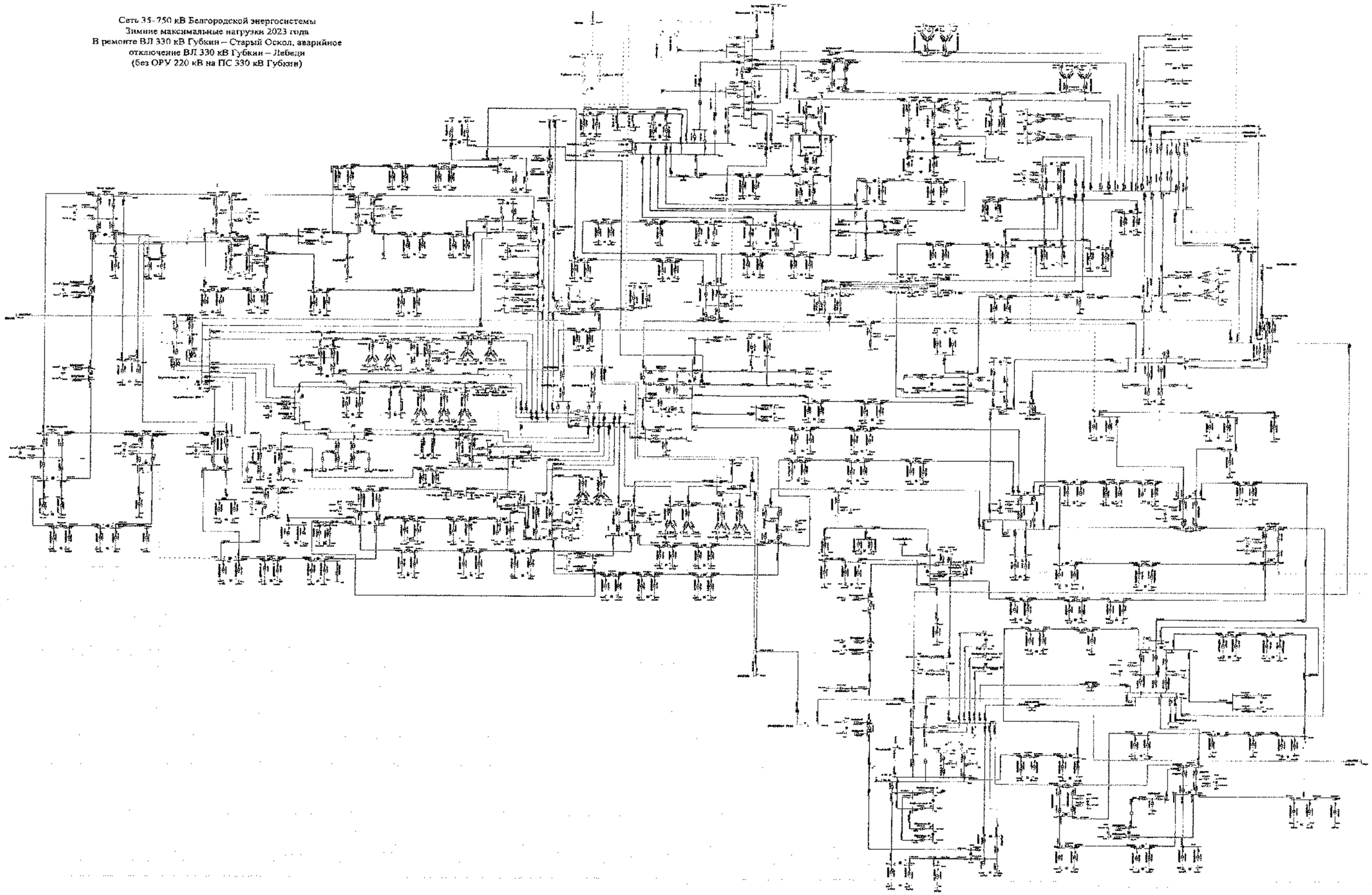
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



						3100-СИТР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2023-2027 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП									
Руководитель						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние максимальные нагрузки 2023 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 207

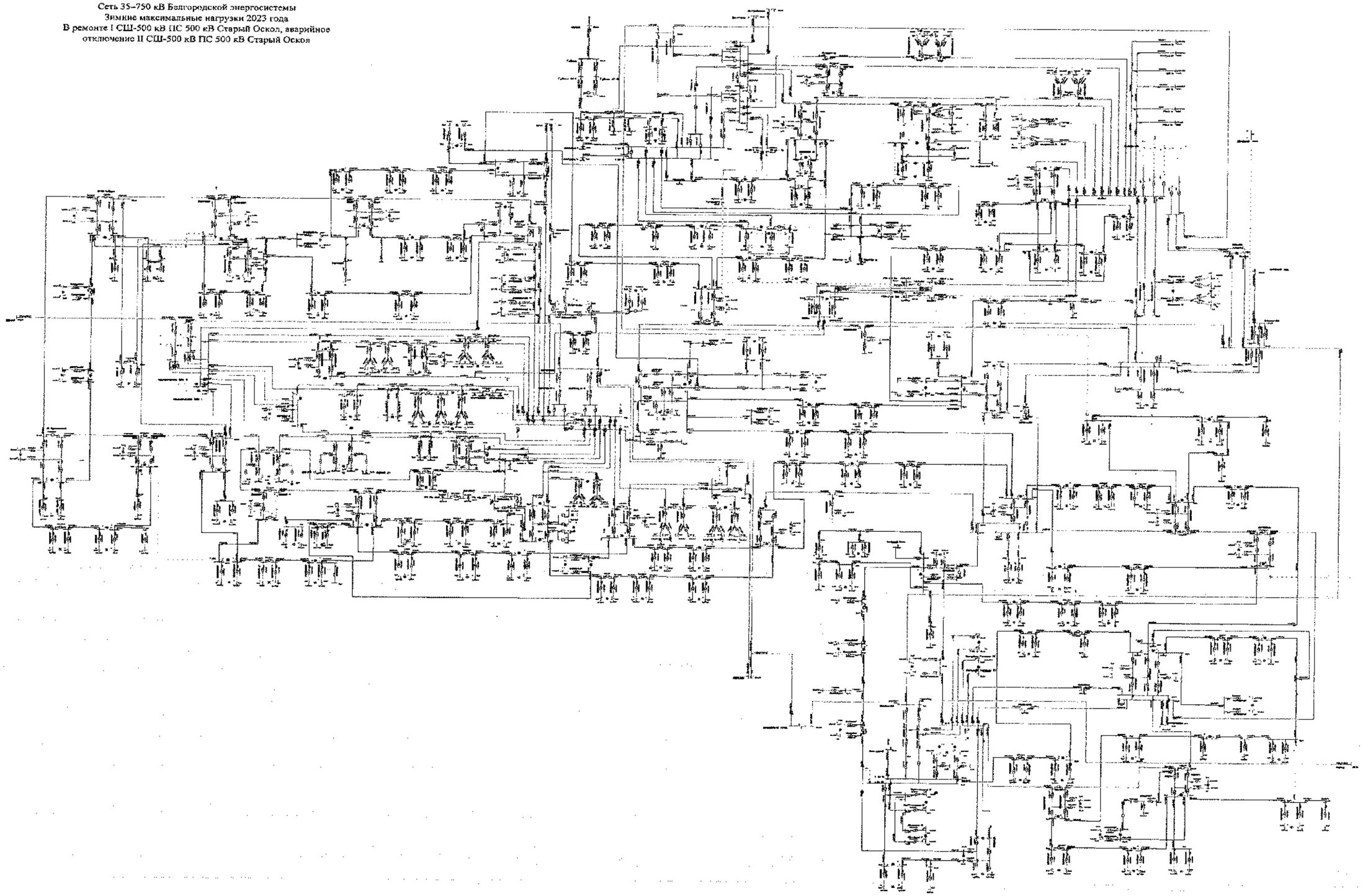
Сеть 35-750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							ПАО «МРСК Центра»			
							Белгородское отделение			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата					
Разработал							Сводная программа развития электросетевого комплекса Белгородской области на плановый период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								П		
Н. контр.							В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Зимние максимальные нагрузки 2023 года	УТР Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утв.										
Согласовано										

Схема 208

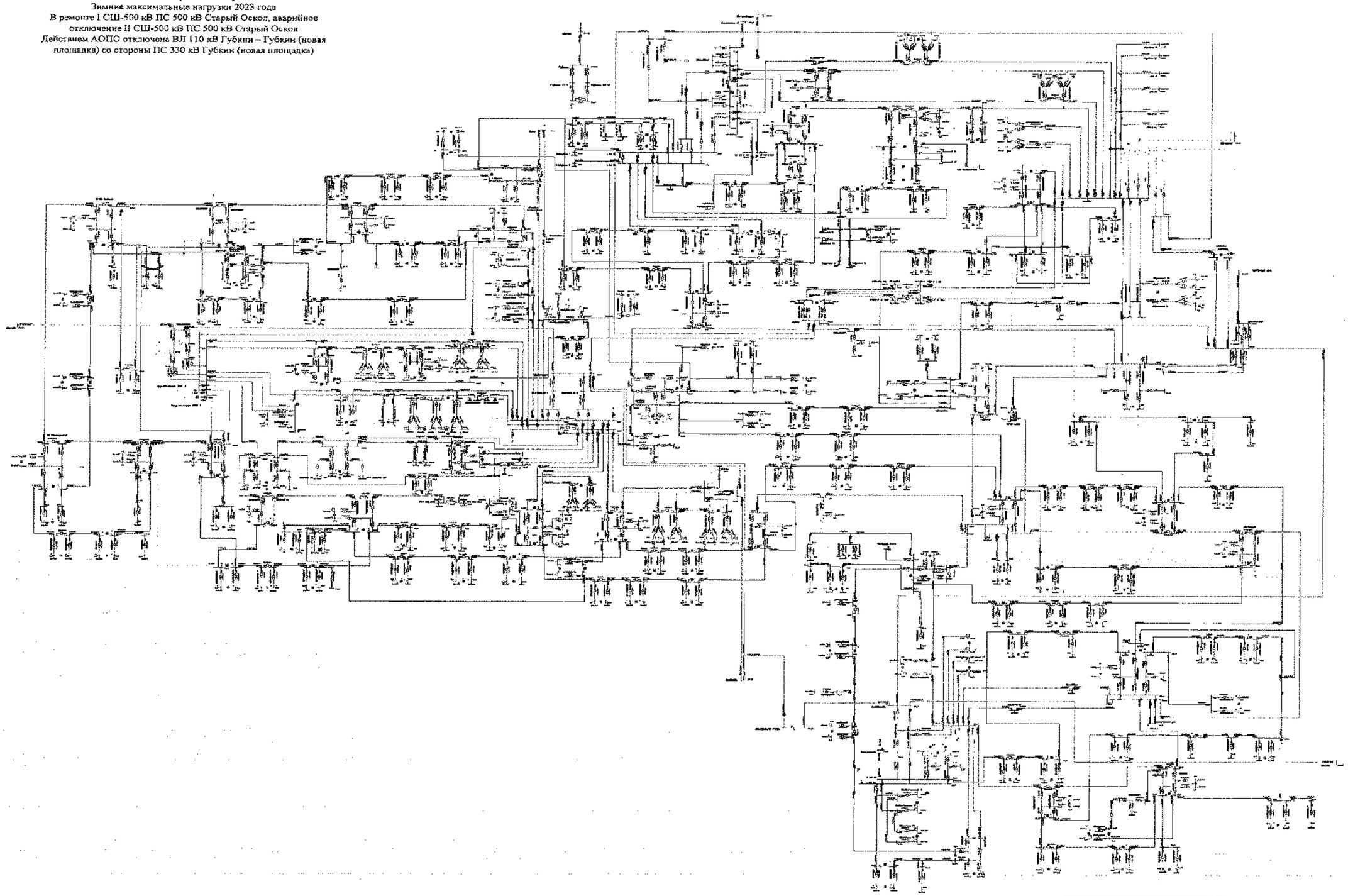
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное
отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						3200-СибР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схемы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Зимние максимальные нагрузки 2023 года	УГР Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 209

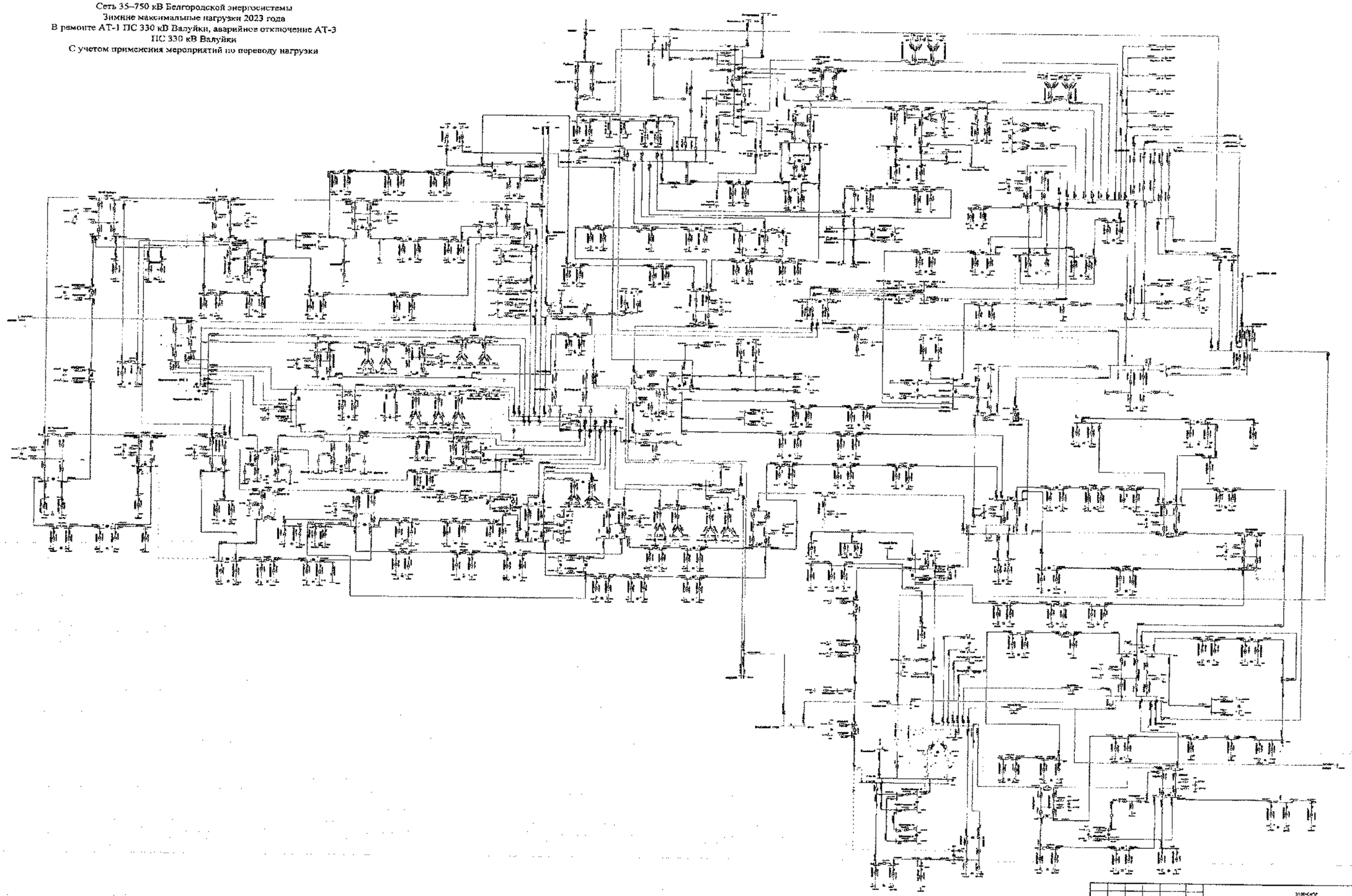
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3109-СМР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после ремонта АОПО) Зимние максимальные нагрузки 2023 года	УПР Филиала ГАО «ЦУС ЕЭС» Центрэнергосетьпроект		
Руководитель									

Схема 210

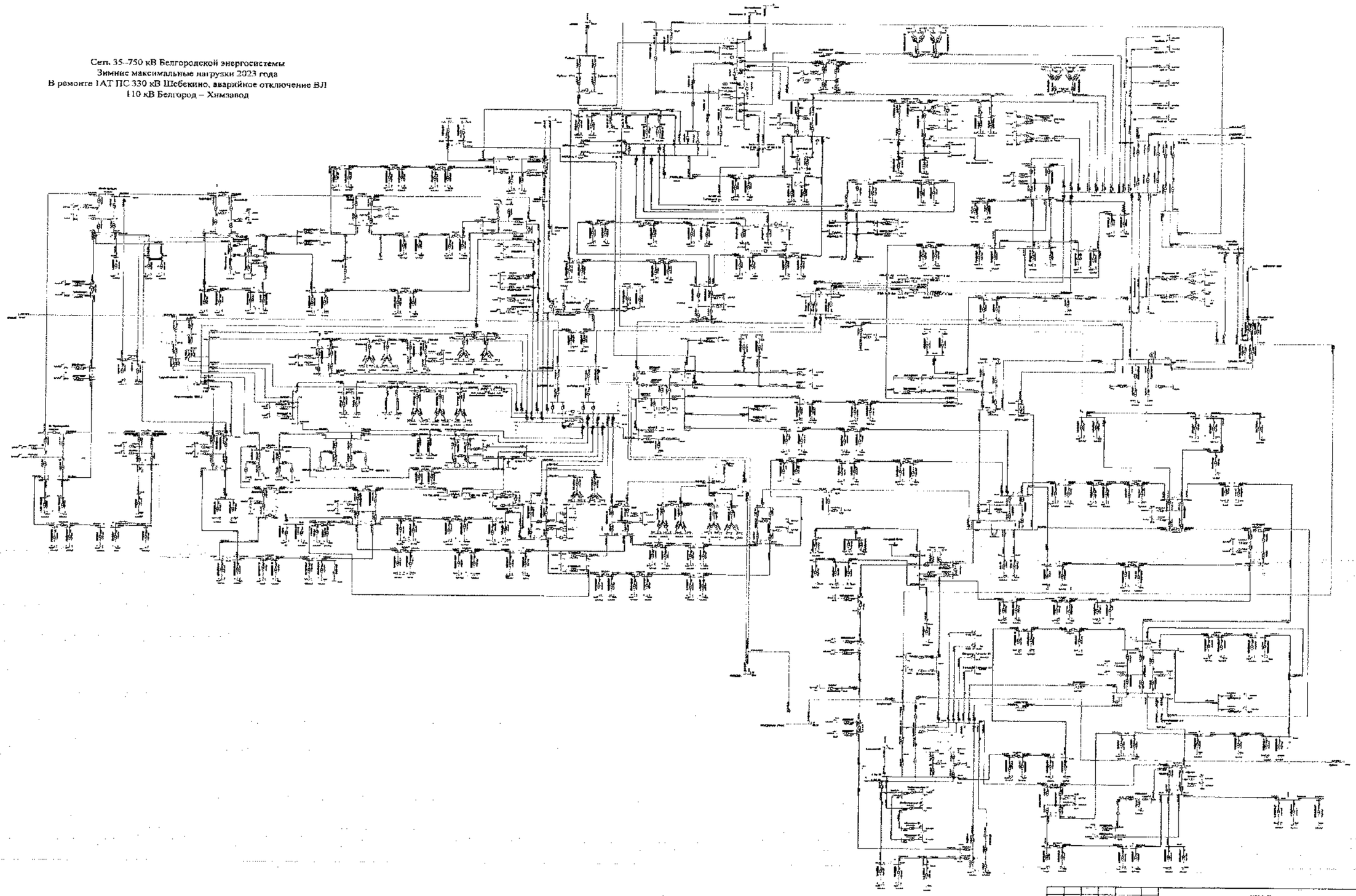
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3100-СПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Зимние максимальные нагрузки 2023 года.	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 211

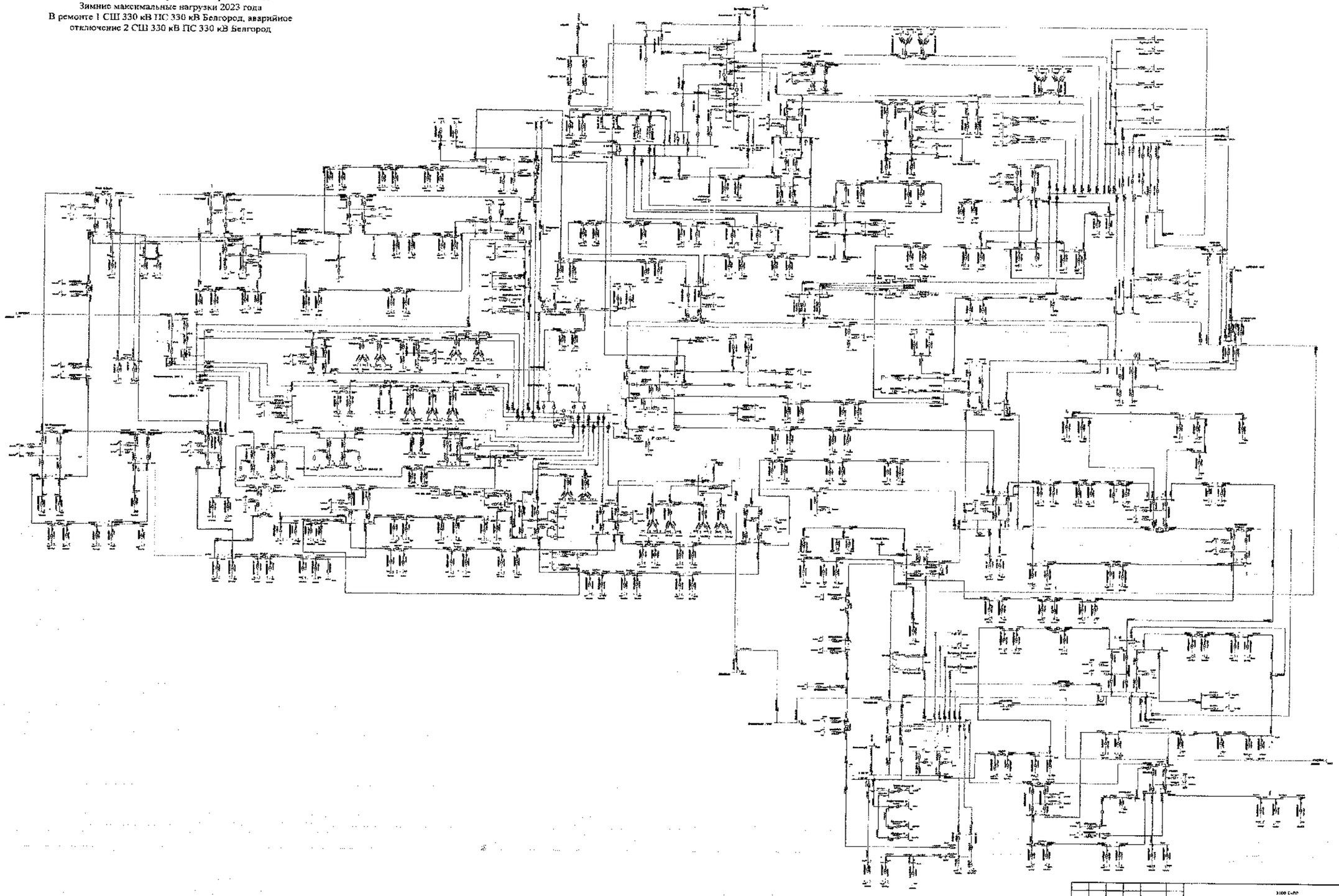
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							2300-СЭР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал								П		
Проверил										
Н. контр.										
ГИП										
Утверждил							В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Зимние максимальные нагрузки 2023 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгенергосеть»	

Схема 212

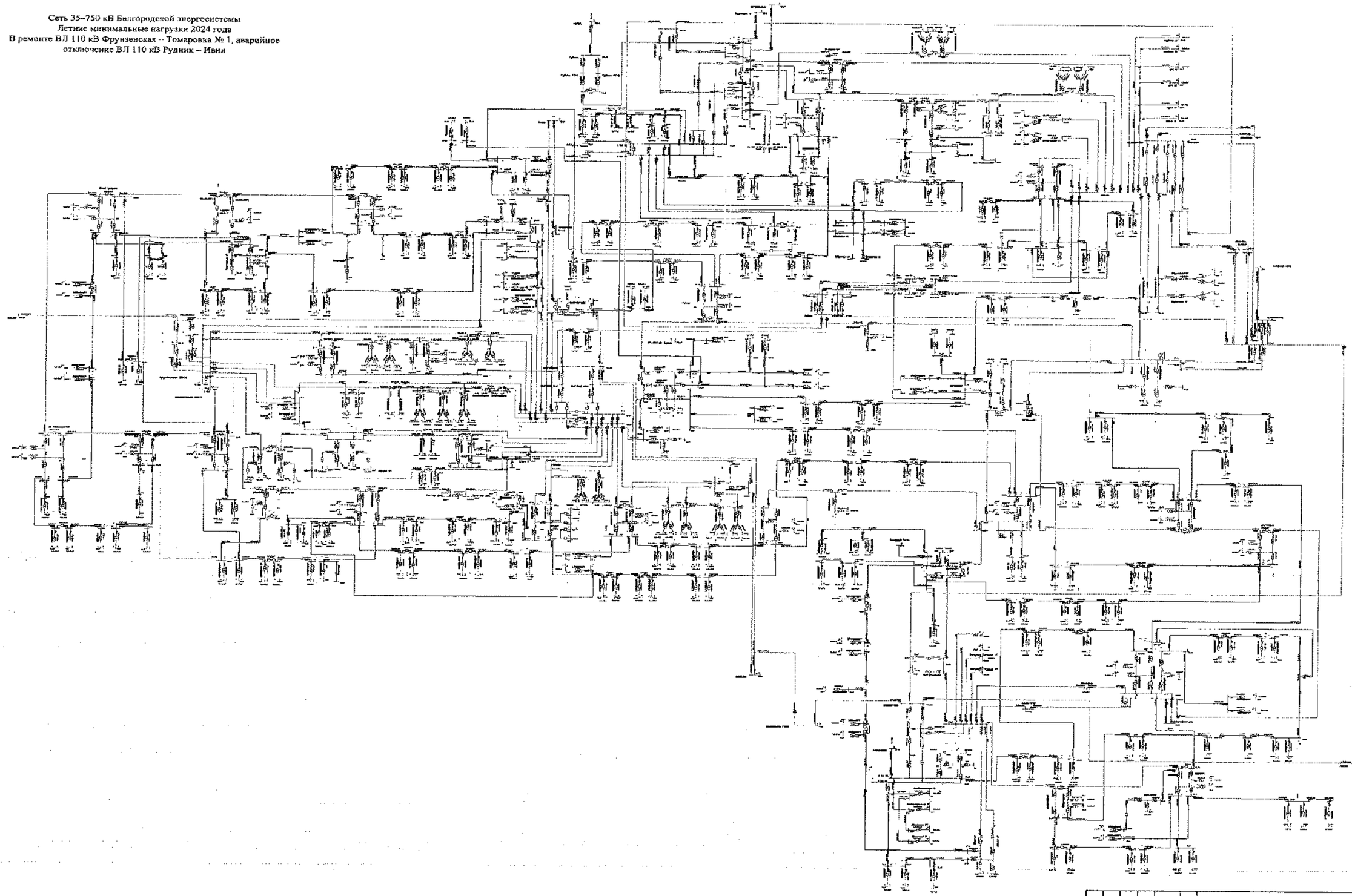
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2023 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



								3100 СШР	
								Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработано						Схема развития электрических сетей Белгородской энергосистемы на перспективный период 2023-2028 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверено							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 ГШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород			
Утв.						Зимний максимальный нагрузки 2023 года			
Начальник отдела							УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 213

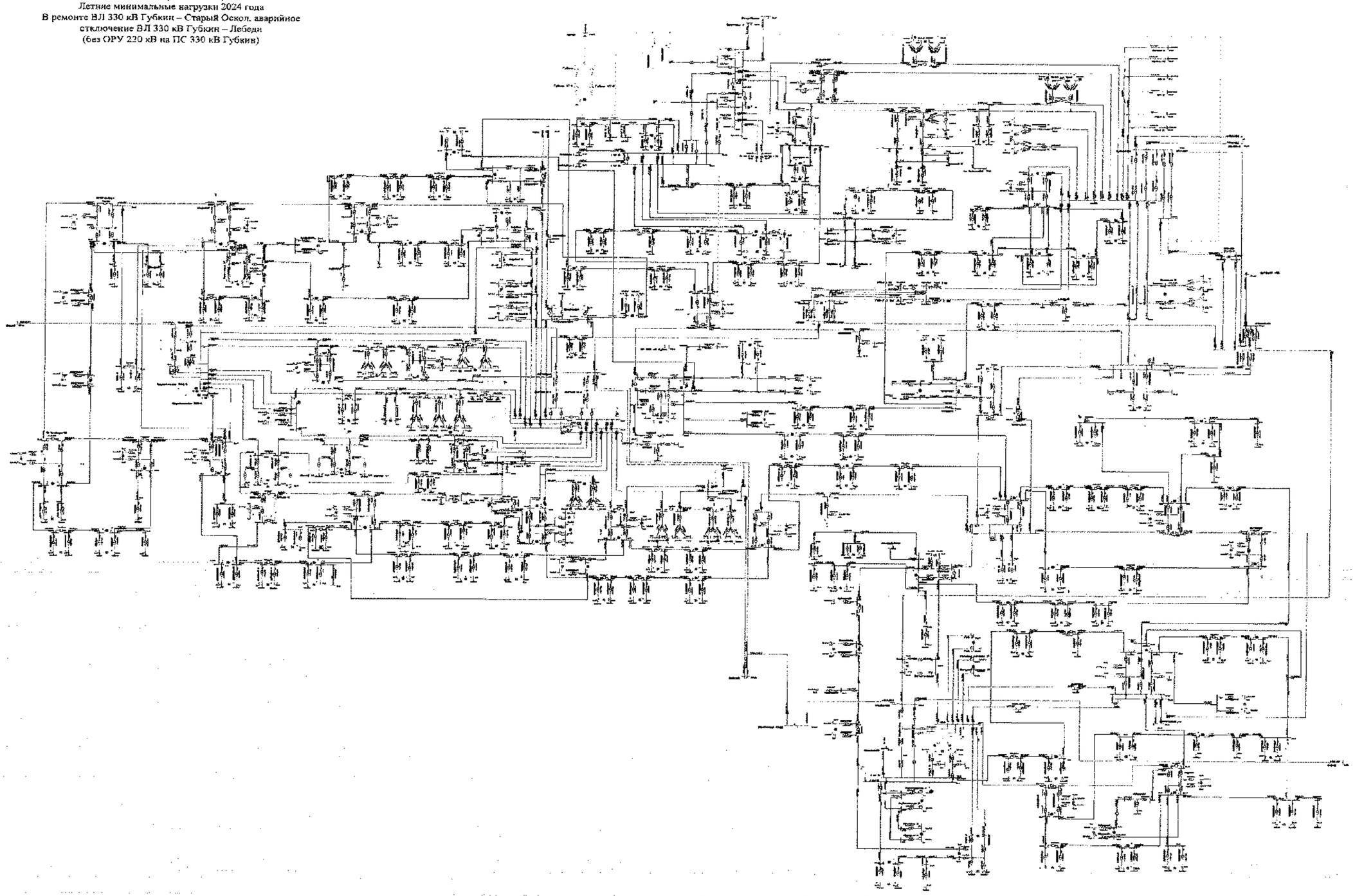
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская -- Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							3100-СиВР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата				
Разработал						Сетевая и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка №1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня Летние минимальные нагрузки 2024 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 214

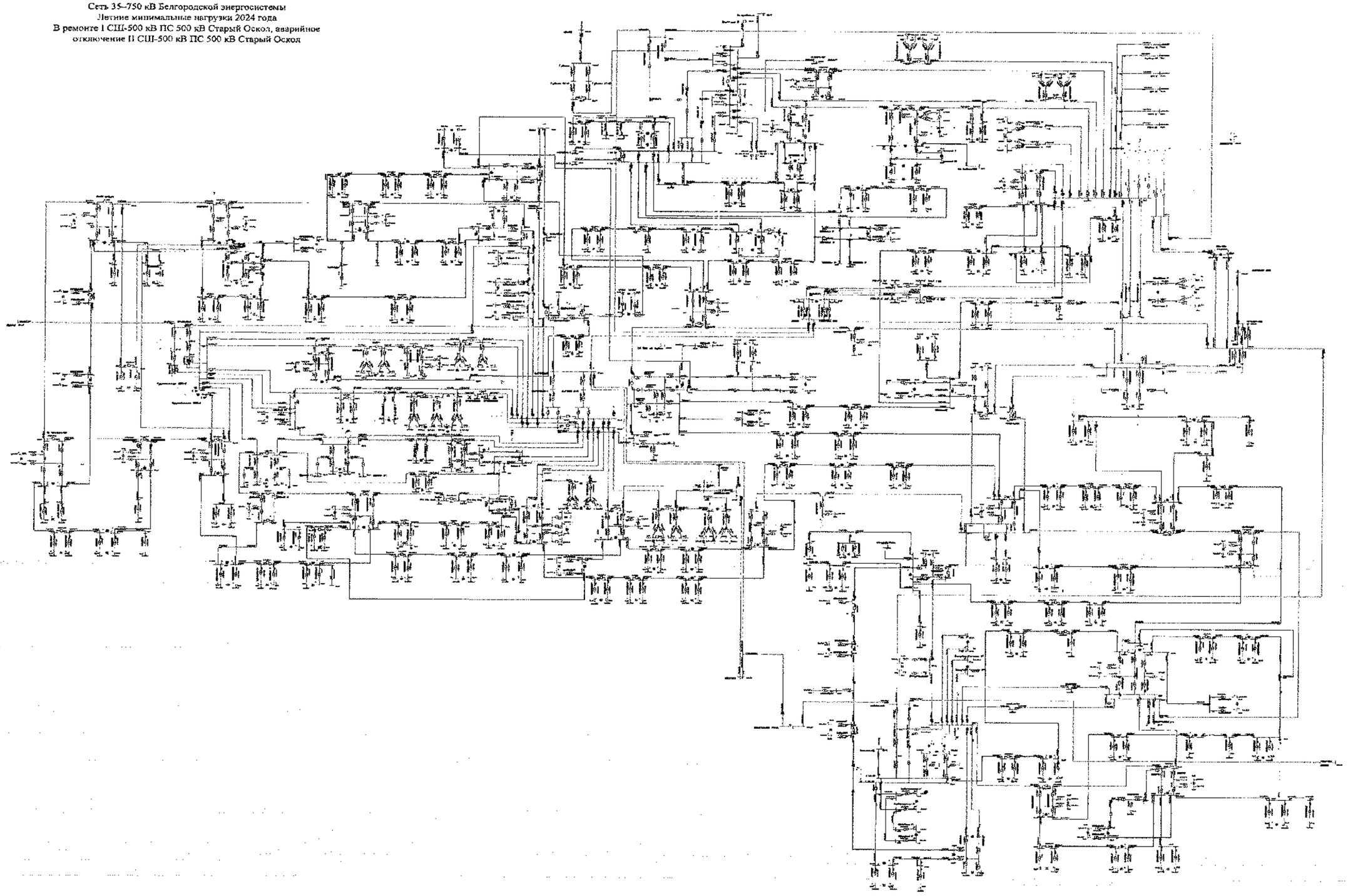
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедя
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	ЦЕПО-СНТР	
Разработал						Белгородская область	
Проверил						Схема и программа развития электрических сетей Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия: П; Лист; Листов
Н. контр.						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин. Летние минимальные нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»
Гип							
Руководитель							

Схема 215

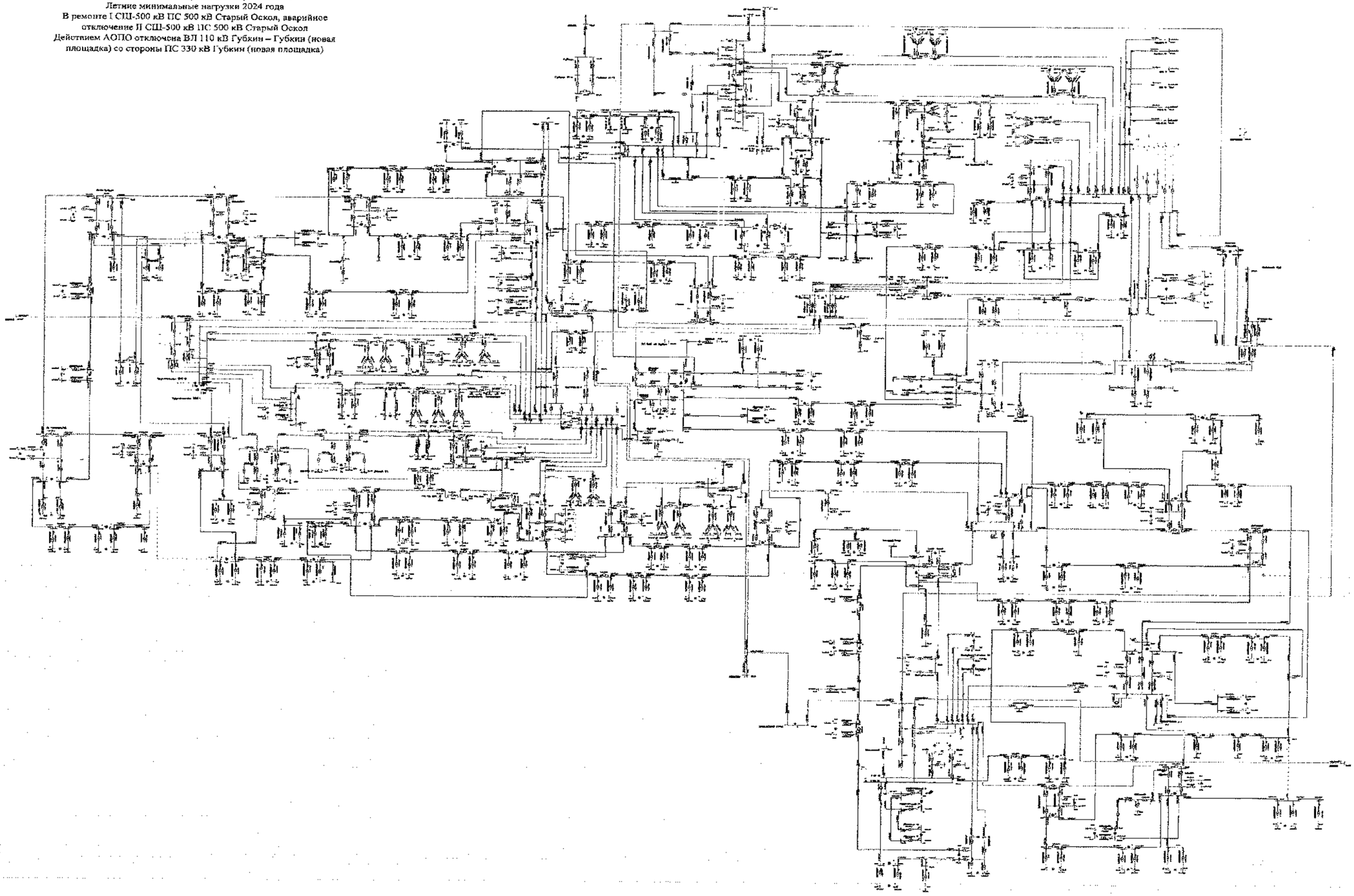
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							3100-ЭМТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2019-2023 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Согласовано									

Схема 216

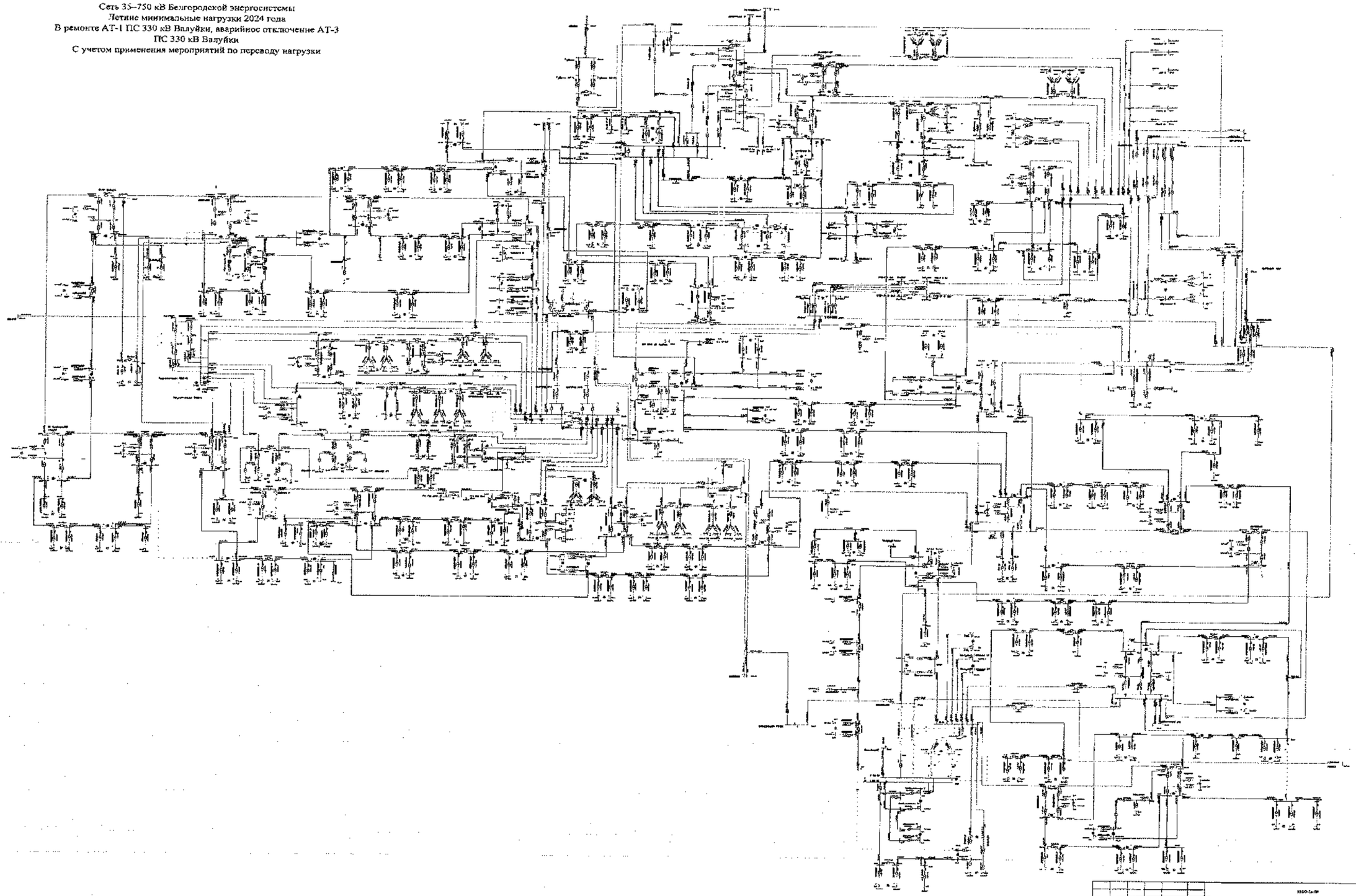
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



						АО «СО ЕЭС»		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Белгородская область		
Разработал						Схема электрических связей электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							С		
Н. контр.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (через действие АОПО). Летние минимальные нагрузки 2024 года	УТР Заказчик ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»	
ГИП								
Руководитель								

Схема 217

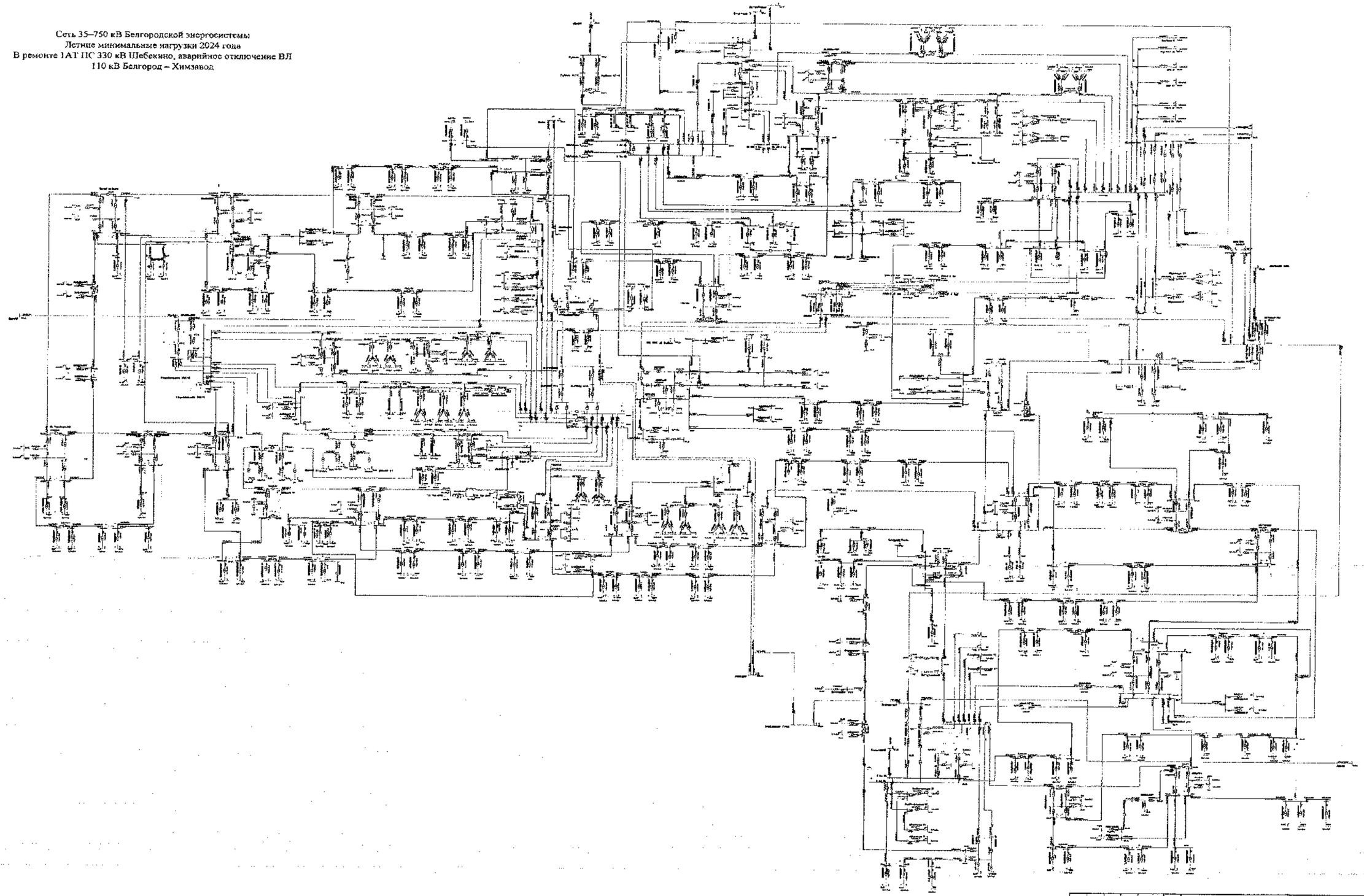
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата	ООО "СитиР"	
Разработано						Белгородская область	
Проверил						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия: О; Лист; Листов
Н. контр.							
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние минимальные нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»
Руководитель							

Схема 218

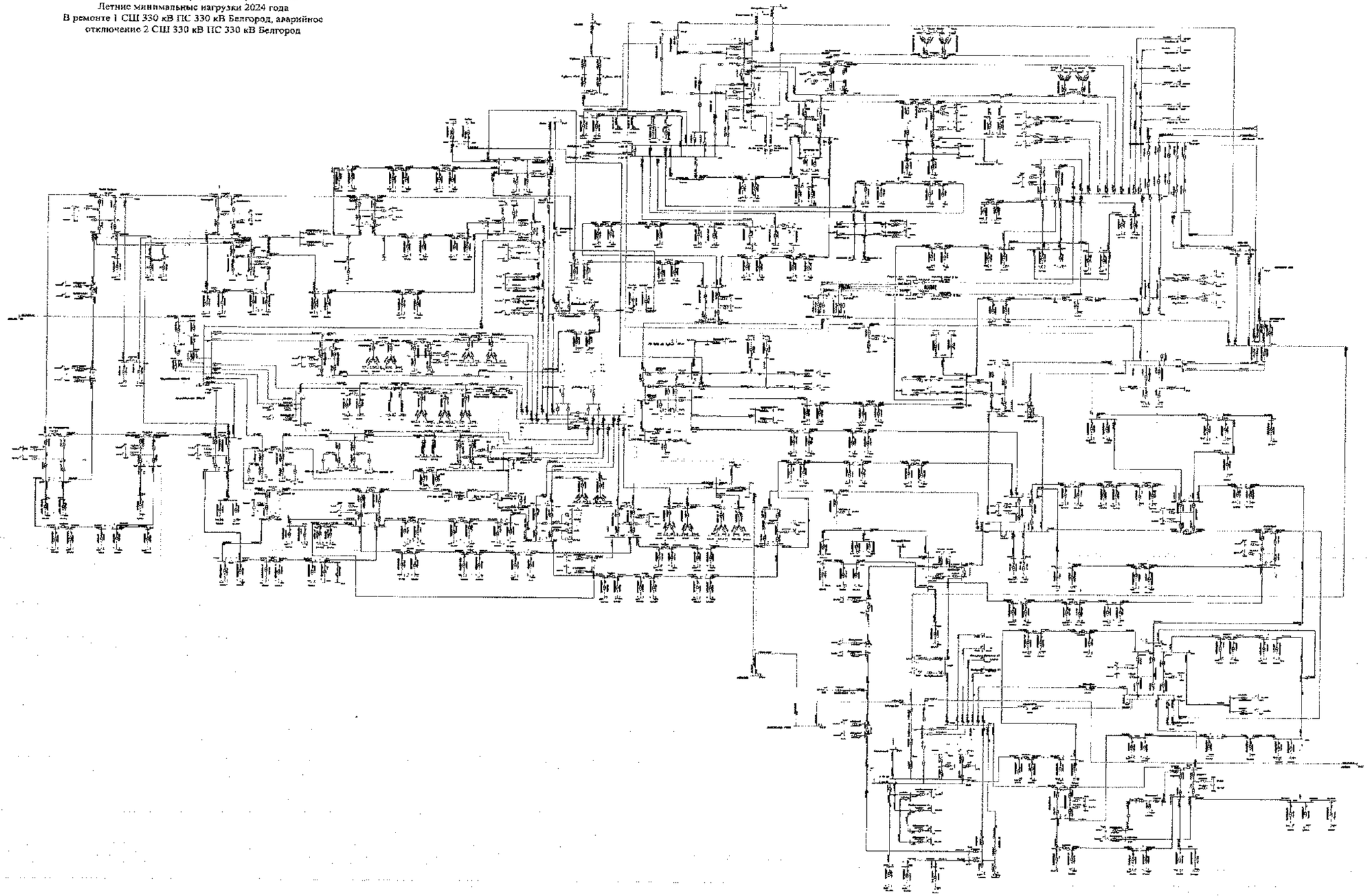
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							3100-СИПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал							Схема и прогнозы развития электросетей на Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								П		
Н. контр.										
ГИП							Ж.р. ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Летние минимальные нагрузки 2024 года	УТП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель										

Схема 219

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



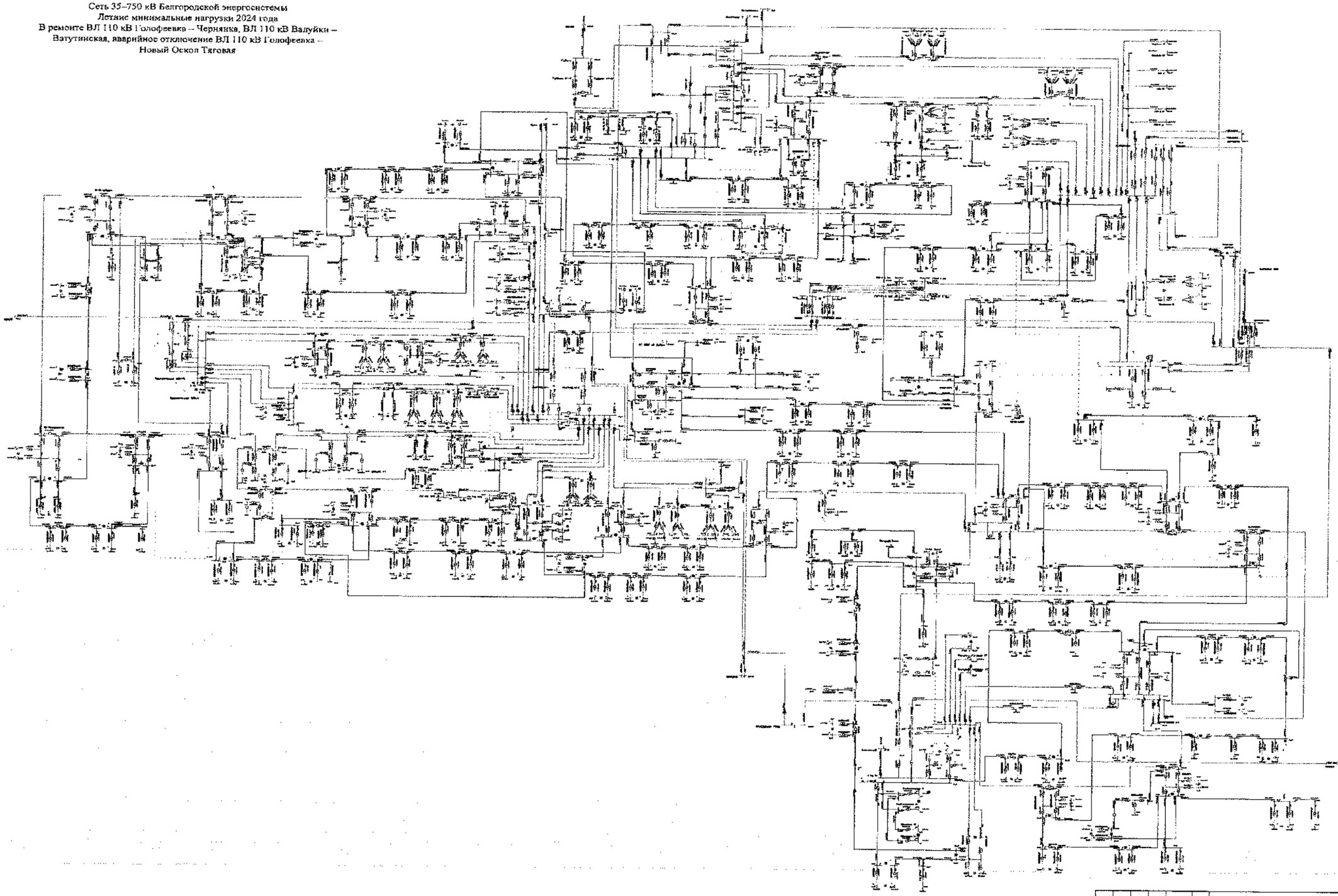
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата					
Разработал						Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние минимальные нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

ЗАО «СИТР»

Белгородская область

Схема 220

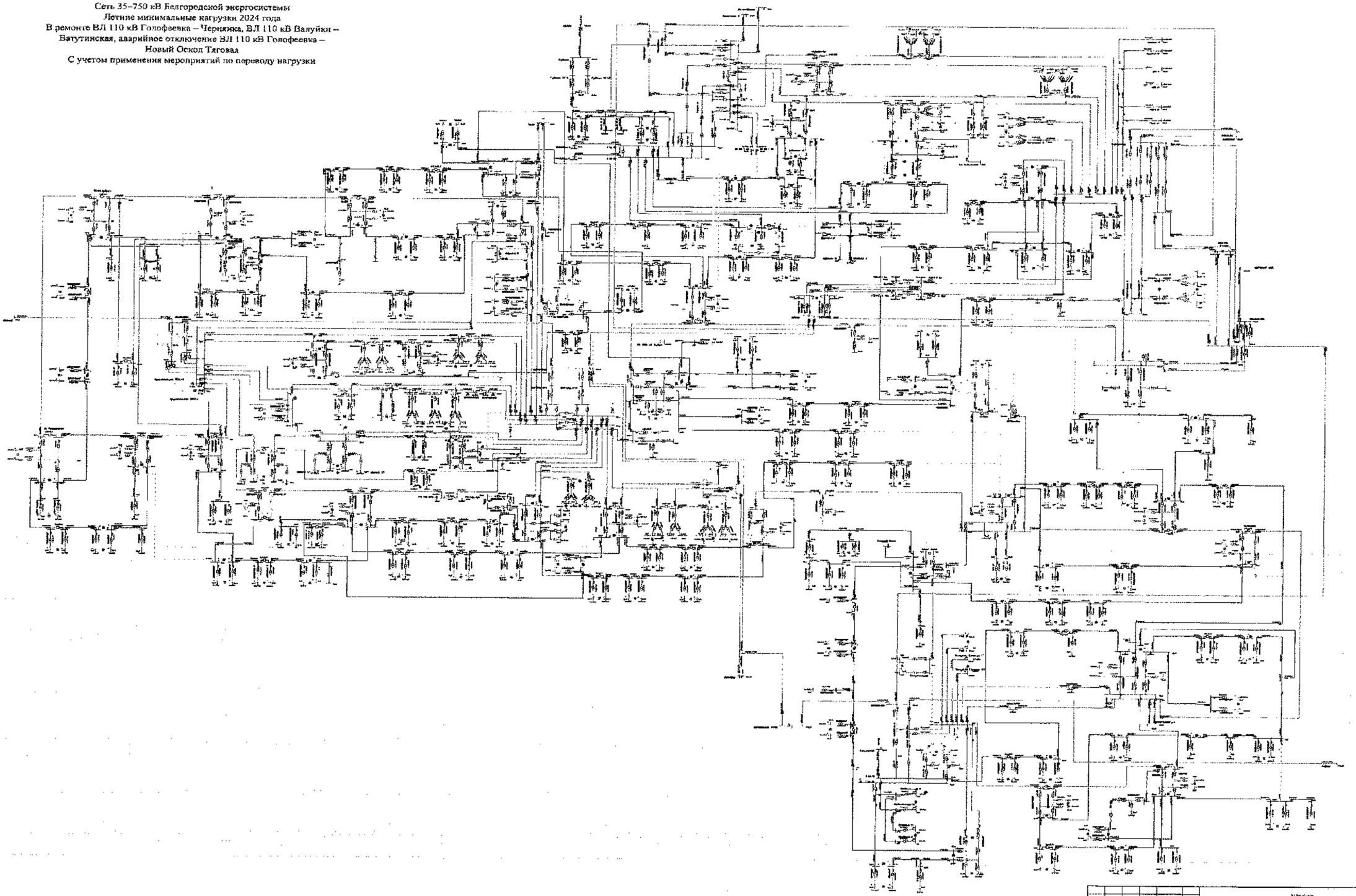
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая



							2100-СибР	
							Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата			
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период, 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая Летние минимальные нагрузки 2024 года	УТП филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
ГИП									
Утверждил									

Схема 221

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3100-СМР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозный баланс электрических нагрузок Белгородской области на летний период 2013-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Г		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая Летние минимальные нагрузки 2024 года	УГР Витязь ЗАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 222

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая

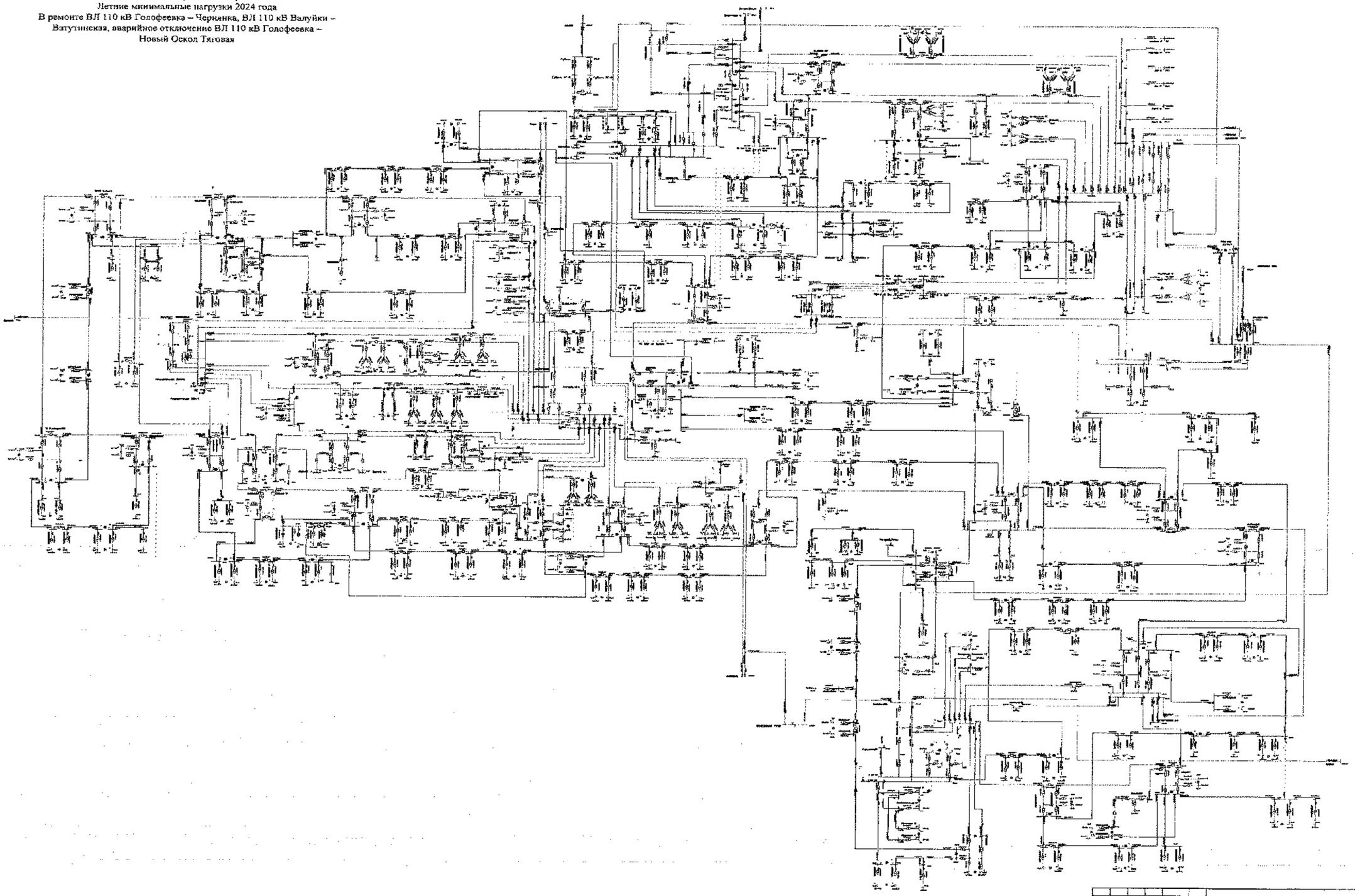
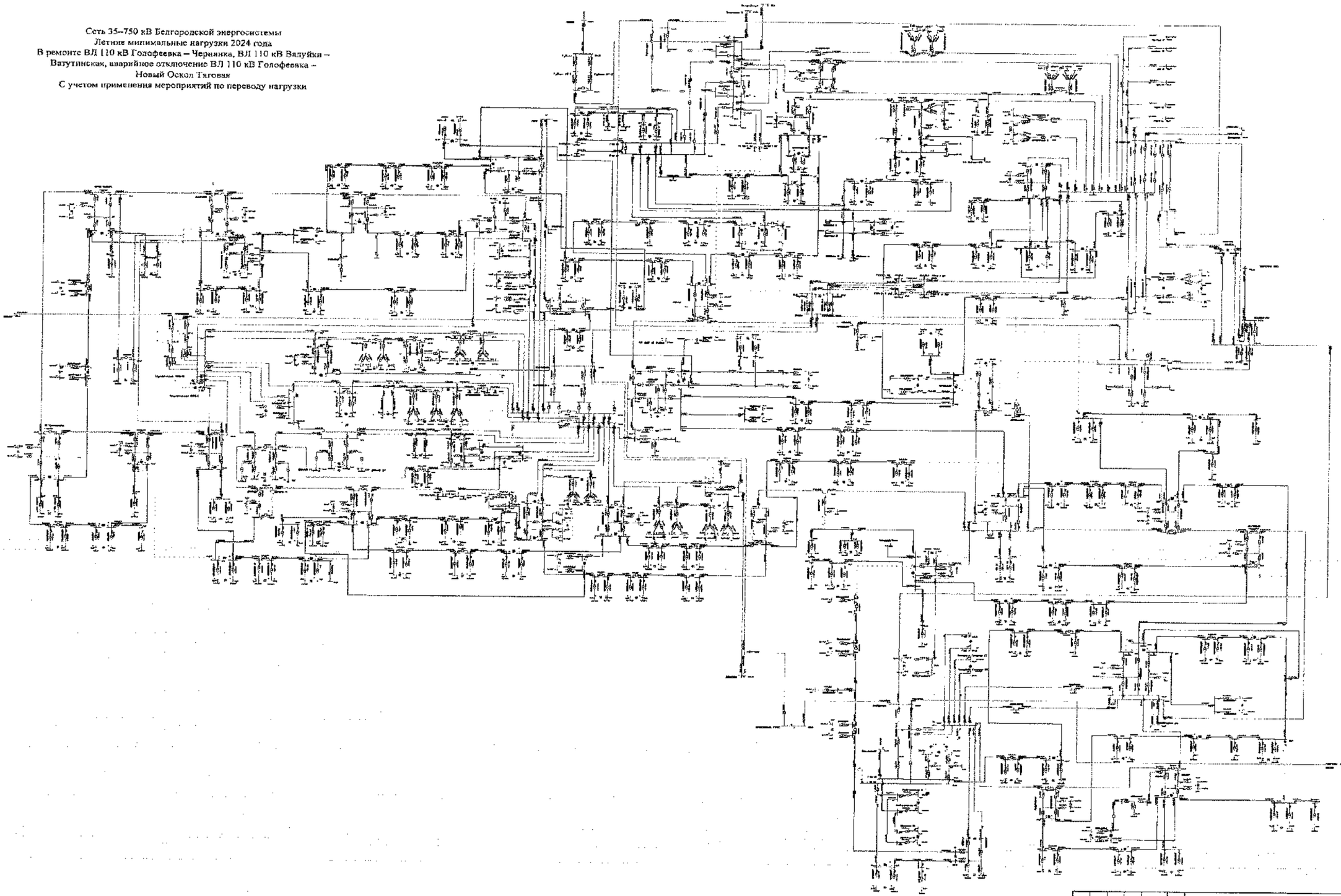


Схема 223

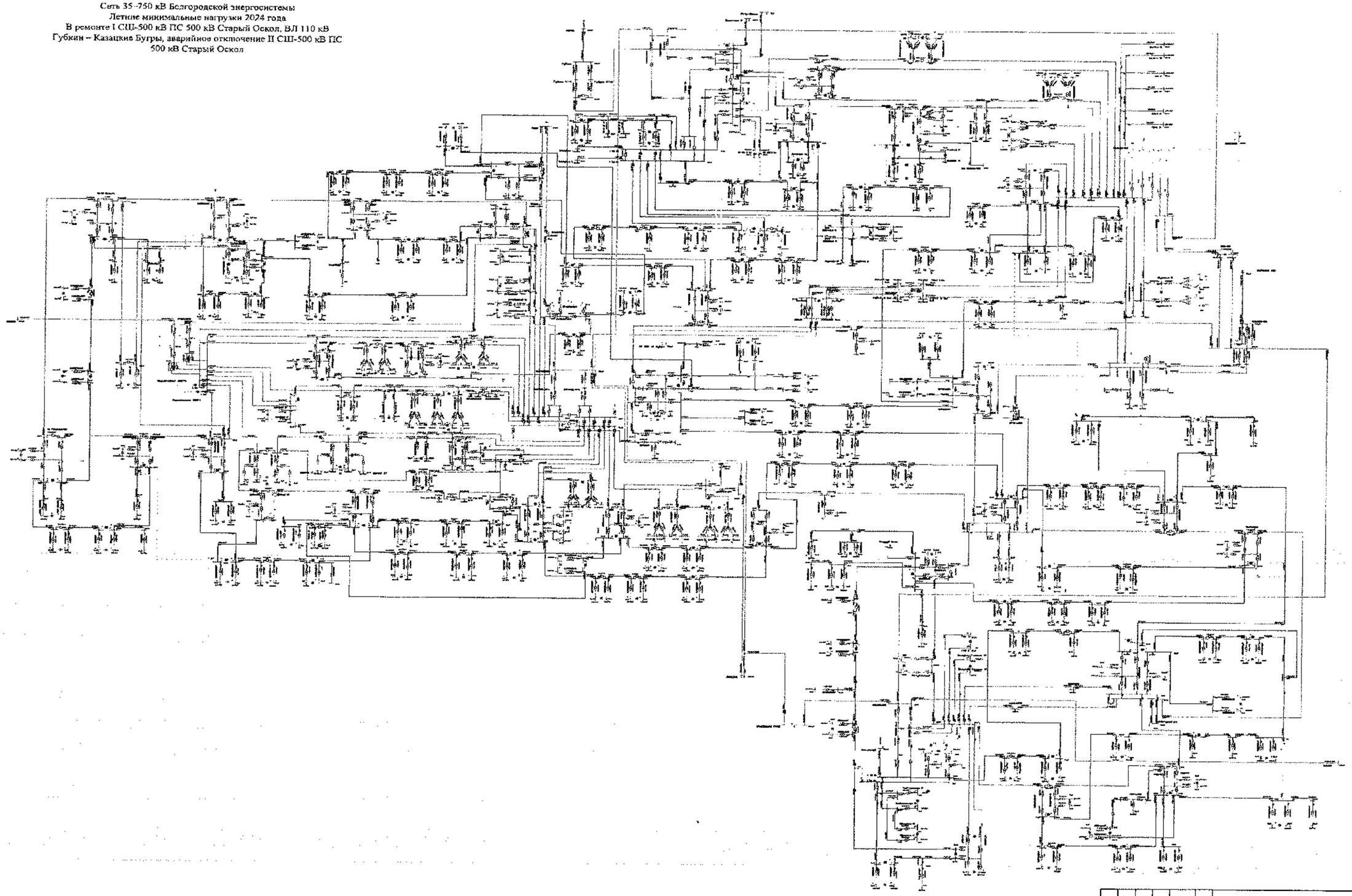
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Черянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							ЗАО ЕЛТЕ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подп.	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период, 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Л		
Гл. инж.									
Гл. спец.						Фрагмент ВЛ 110 кВ Голофеевка – Черянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Длина линий менее чем на 1334 км	УТР в составе ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Нач.отд.									

Схема 224

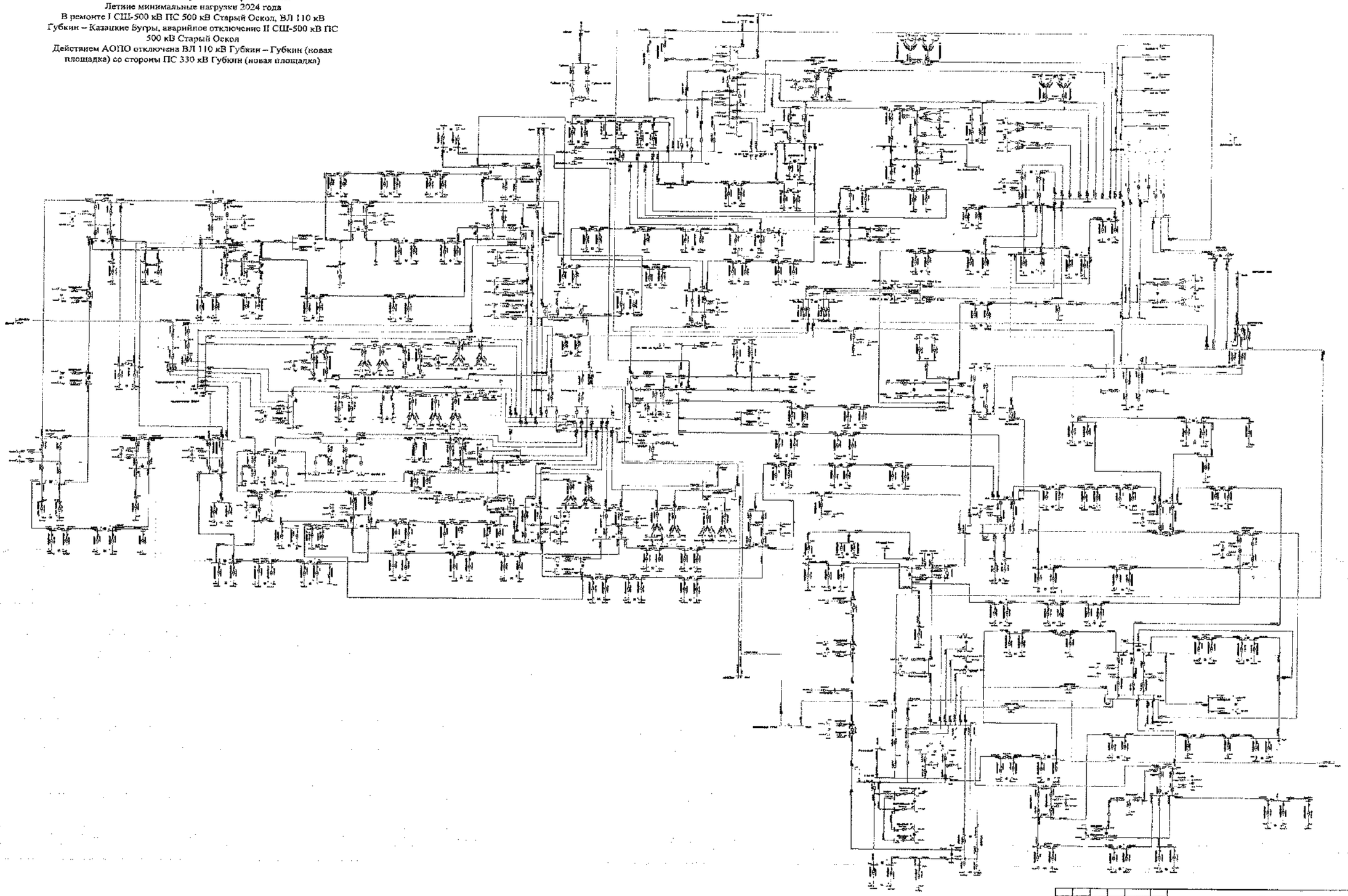
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



							2108-СибГР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработано						Схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2024-2028 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						Фрагмент ПТК 500 кВ ПС 500 кВ Смены, горы. ВЛ 220 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение № 1 500 кВ ПС 500 кВ г. Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 225

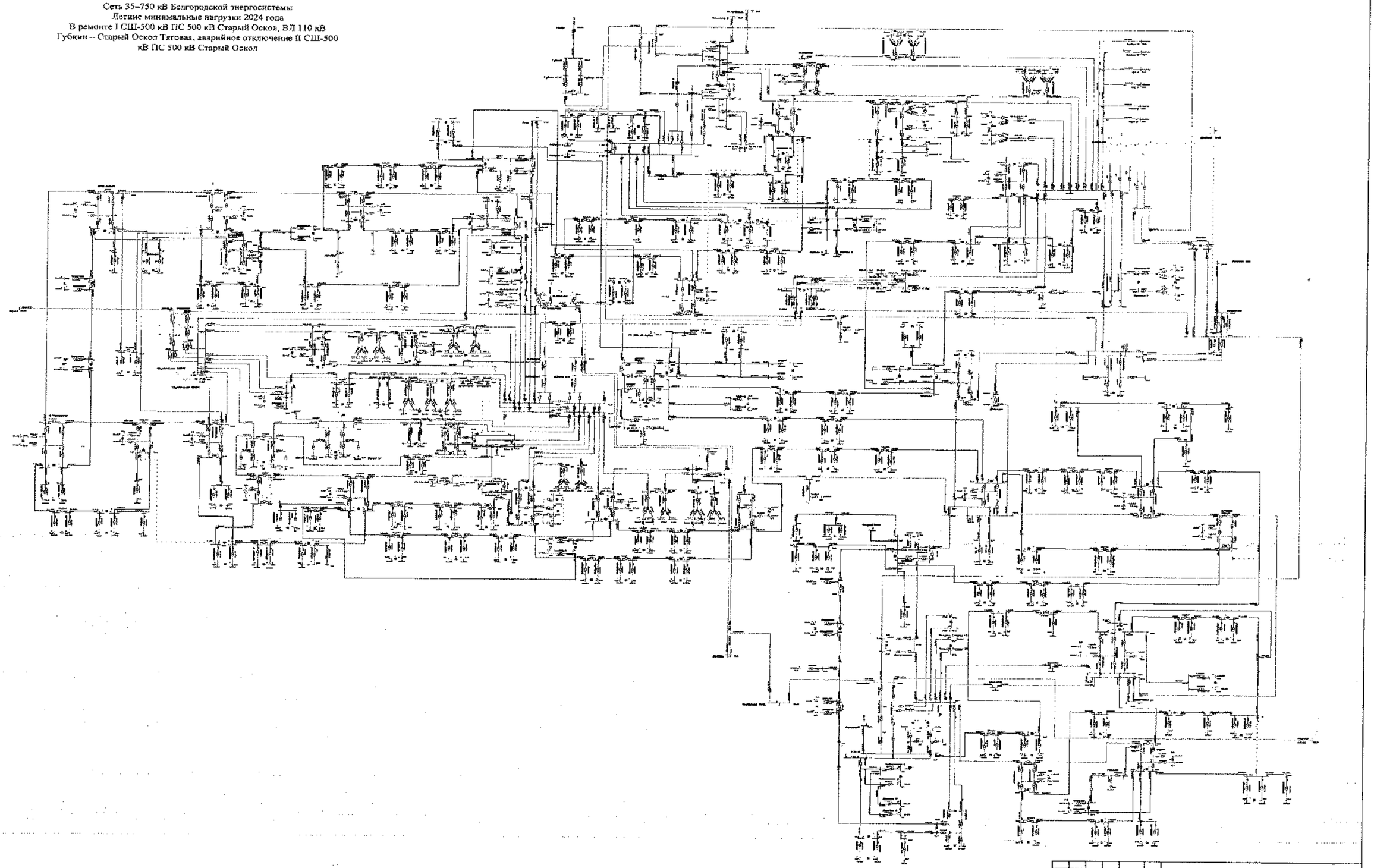
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							ЗАО «СибР»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработано						Схема и прогнозная расчетная электроэнергетика Белгородской области на начальной фазе периода 2023-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверено							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2024 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждено									

Схема 226

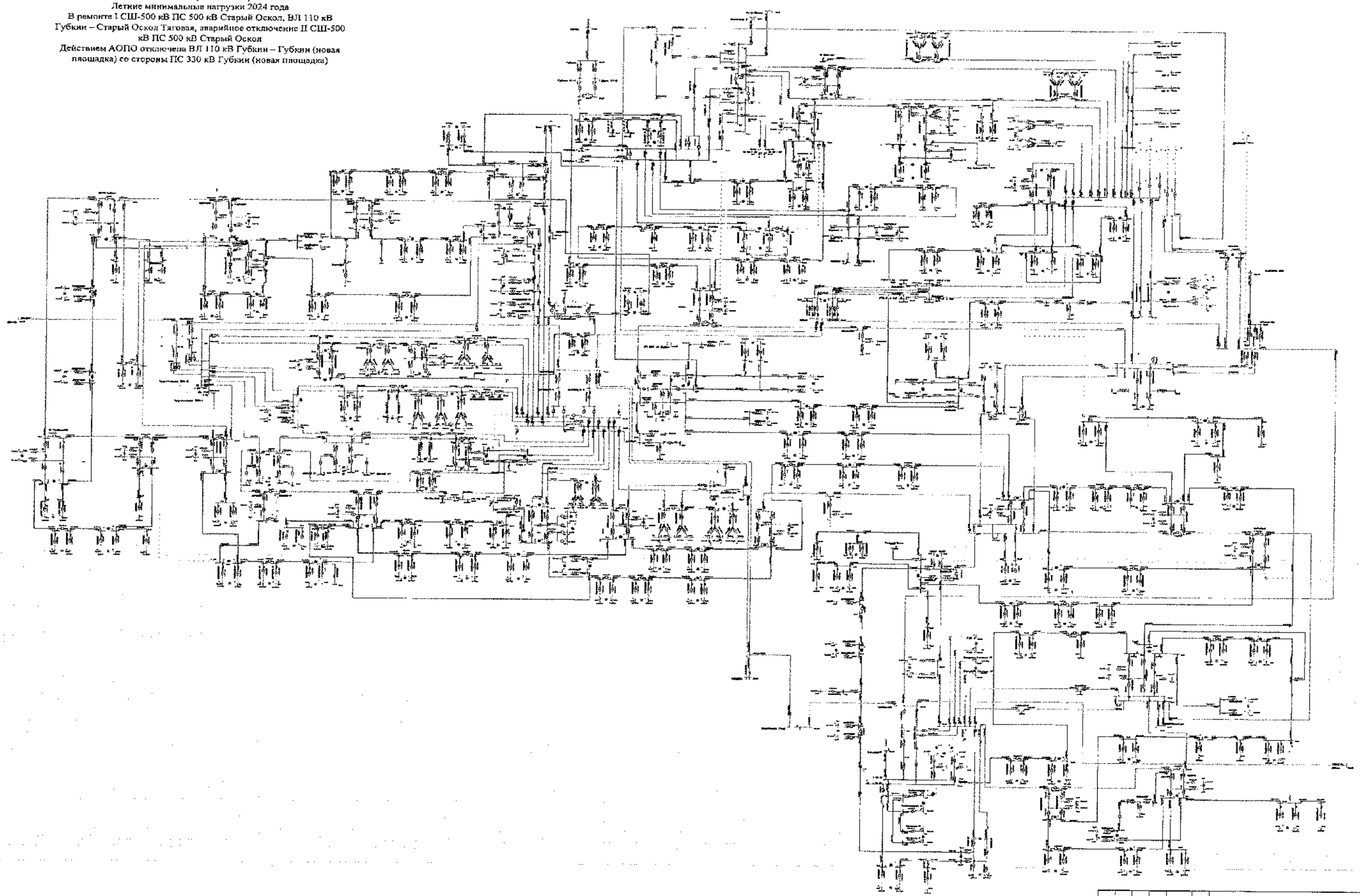
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500
кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							ЗАОО-СЕТИ
							Белгородская область
Изм.	Кол.	Лист	N°	Подпись	Дата		
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия / Лист / Листов
Проверил							Р
Н. контр.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Летние минимальные нагрузки 2024 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»
ГИП							
Утверждил							

Схема 227

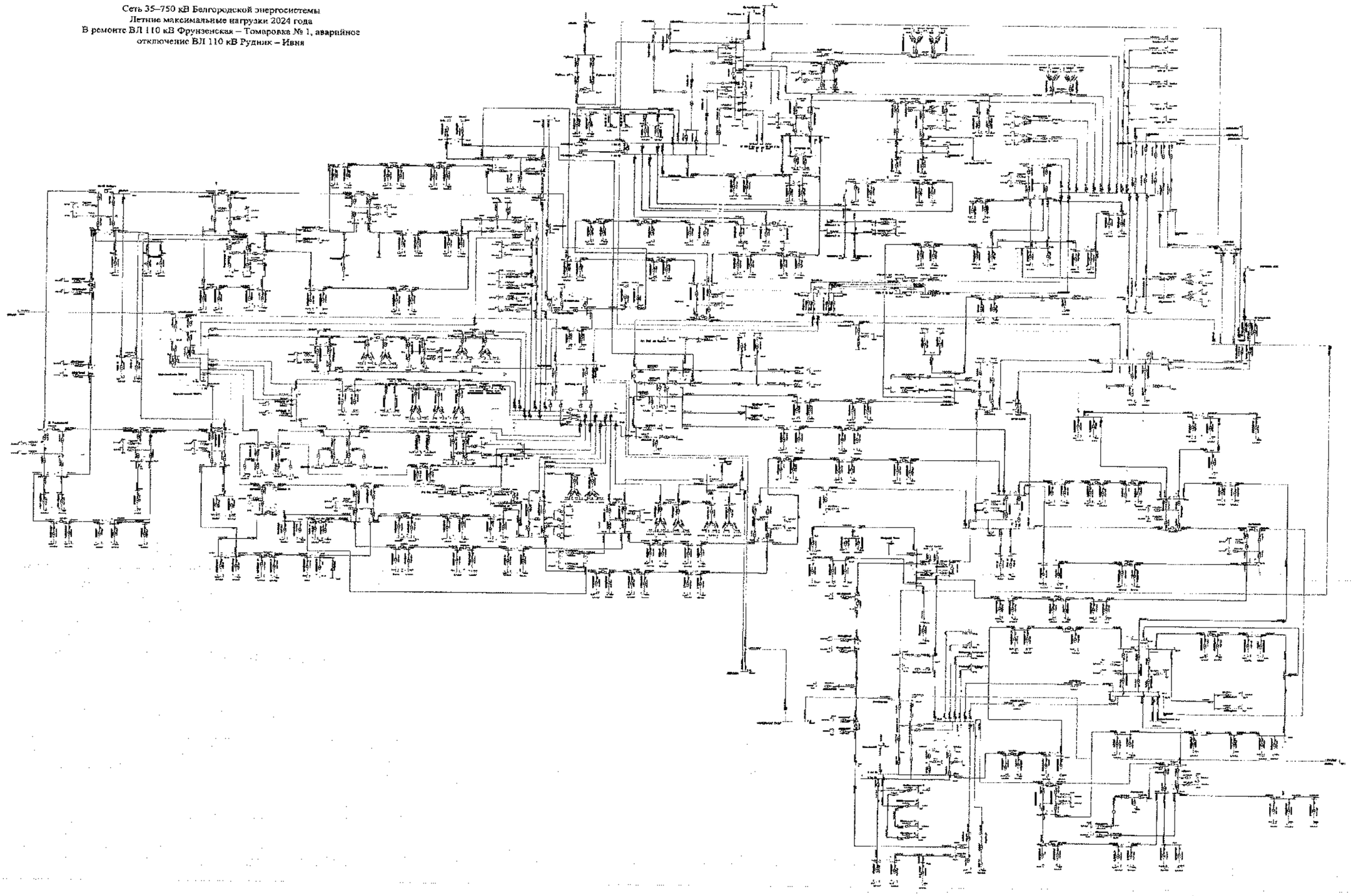
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							2100-СМ09		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и показатели развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
Утв.									
Начальник отдела						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 228

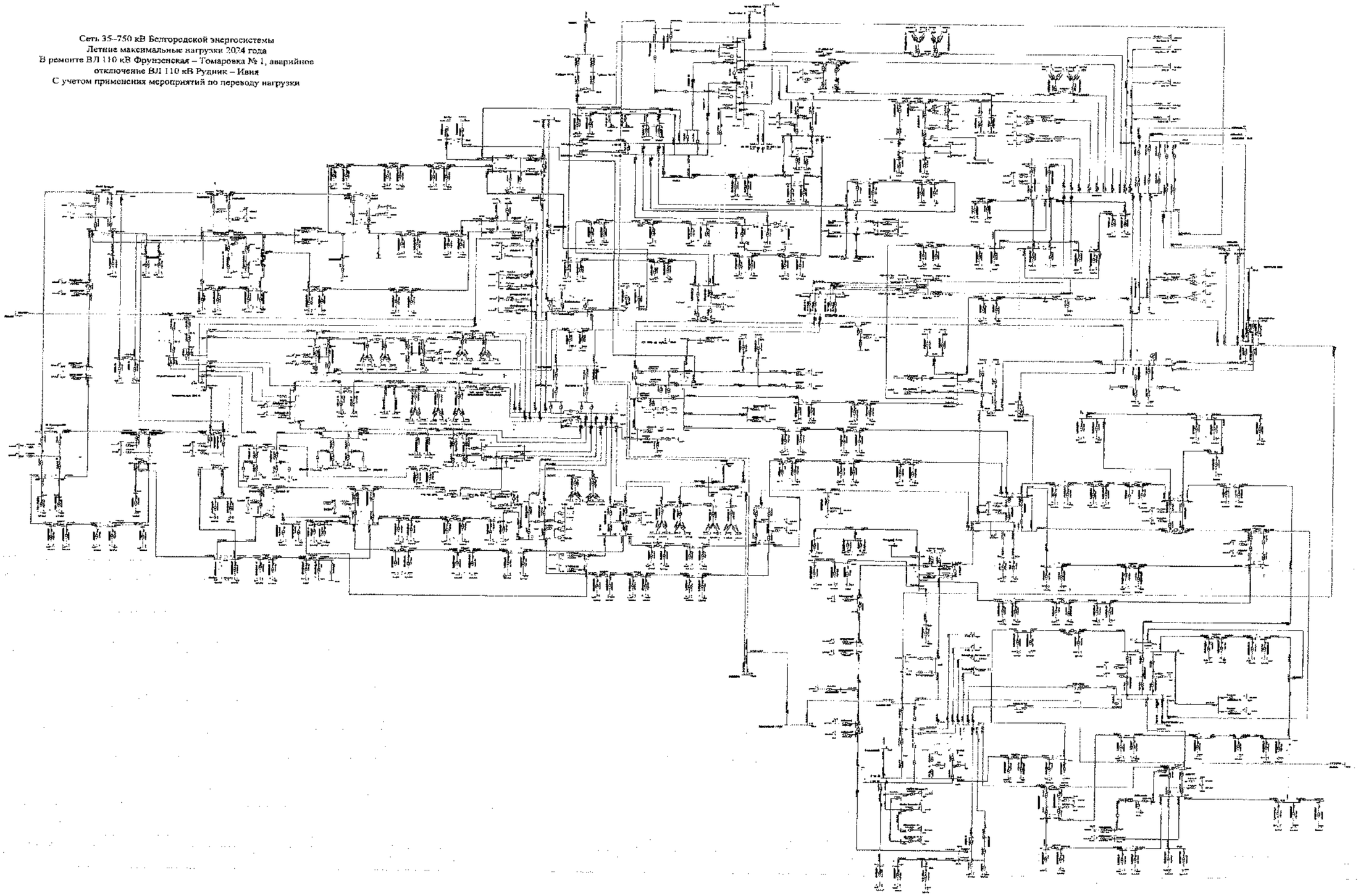
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



						2100-СиПР			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Белгородская область			
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2024 года	УГР филиала ГАО «ЦИПСА Центрэнергосетьпроект»		
ГИП									
Утверждил									

Схема 229

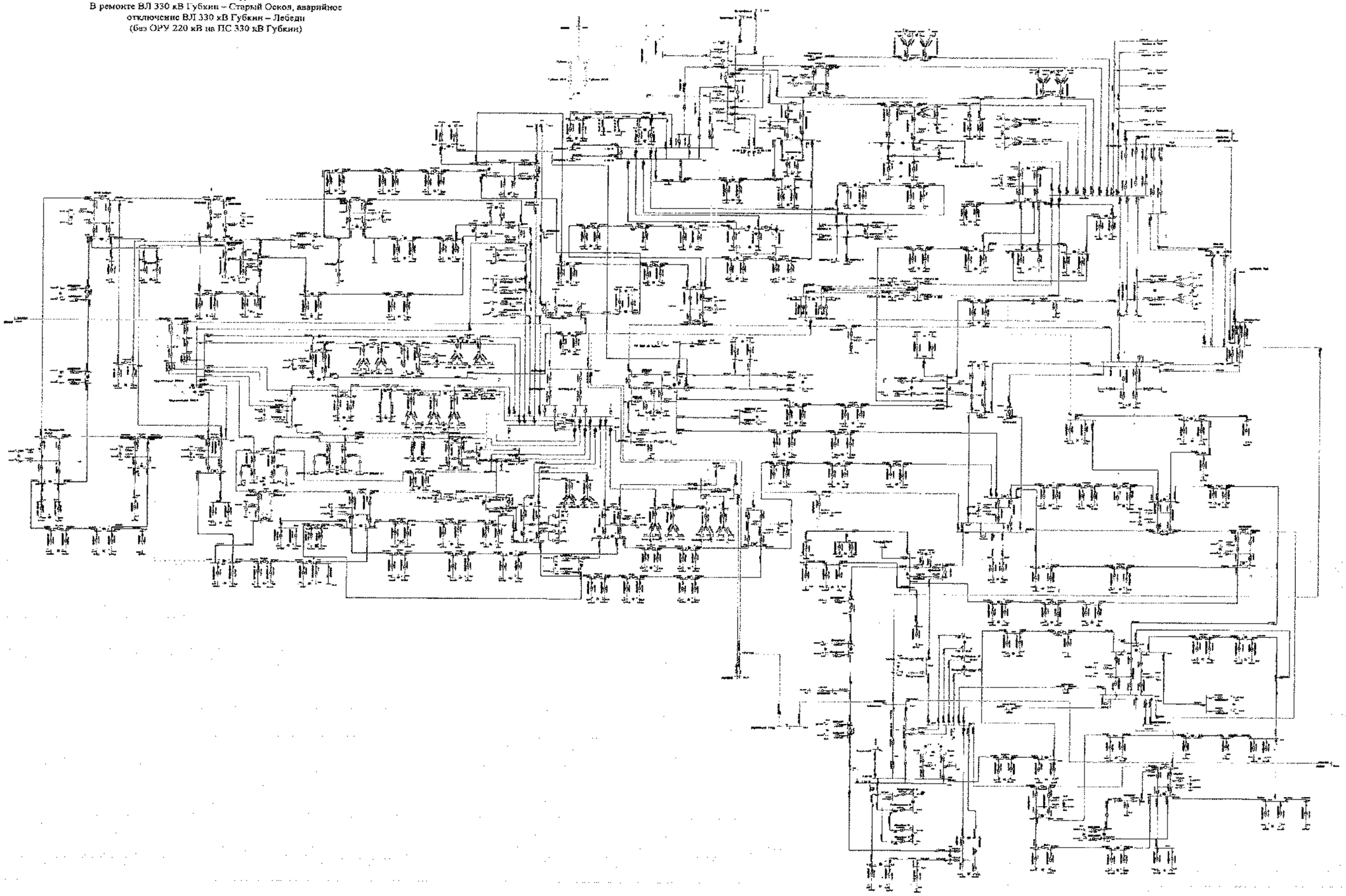
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							1320-СЭПВ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Схема развития распределительных электросетей Белгородской области на летний период 2023-2025 годы		Стадия	Лист	Листов
Разработал								Л		
Проверил						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2024 год		УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Н. контр.										
ГИП										
Руководитель										

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

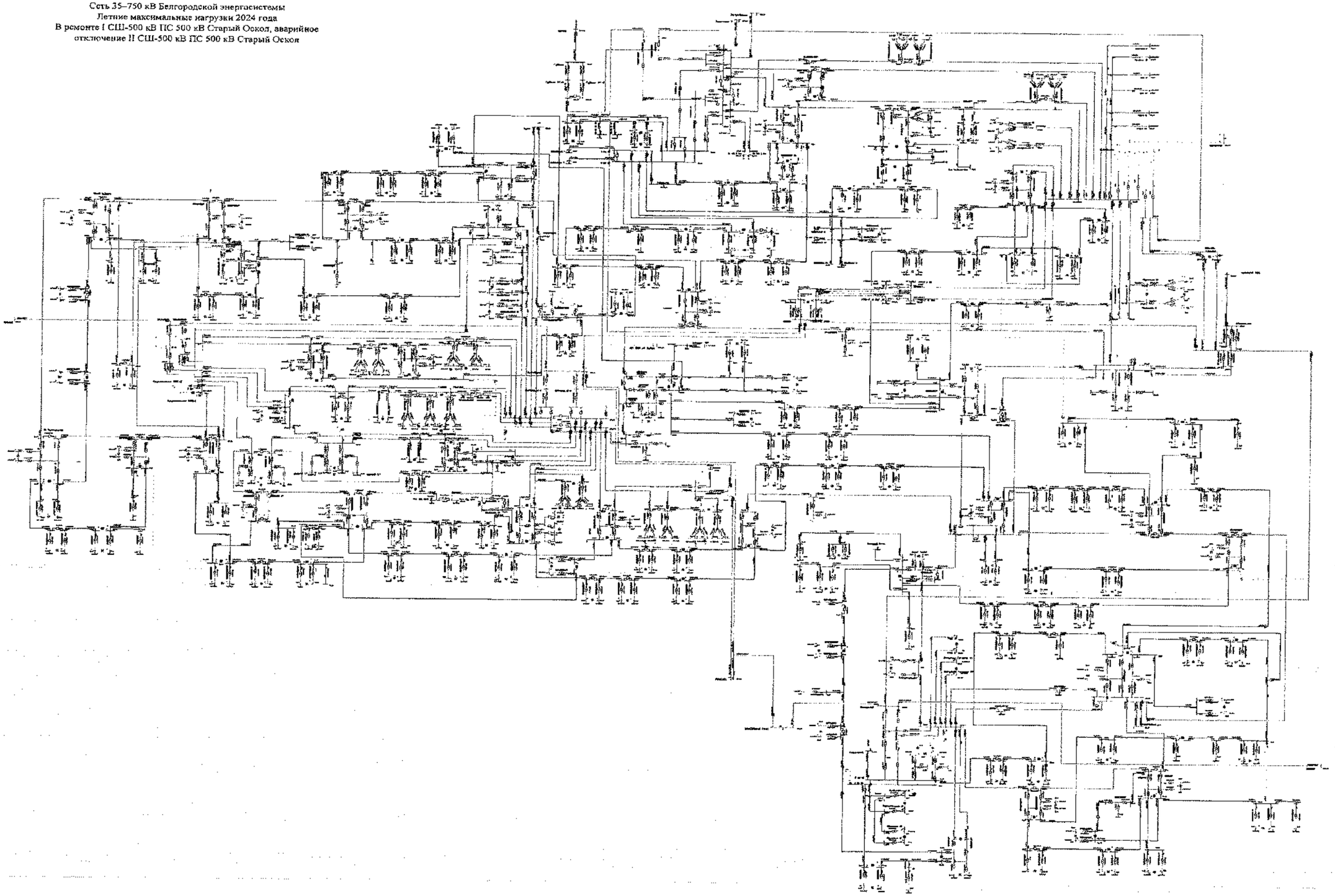
Схема 230



							3100-СМТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработана						Схема развития электрических сетей Белгородской области на расчетный период 2022-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверена							П		
Утверждена						В ремонте: ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Летние максимальные нагрузки 2024 года	УТ: Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 231

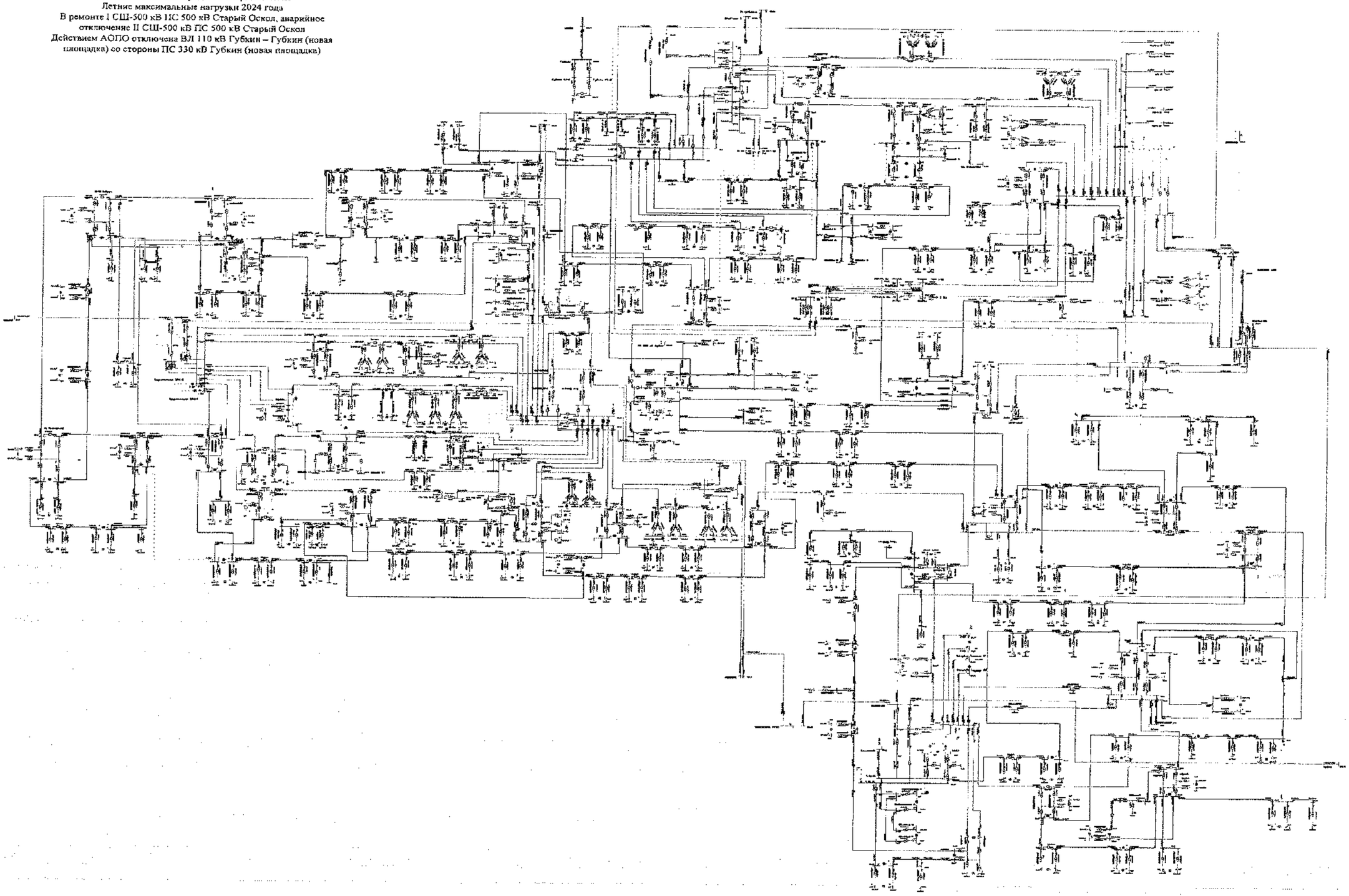
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							3100-СПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Летние максимальные нагрузки 2024 года	УВР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

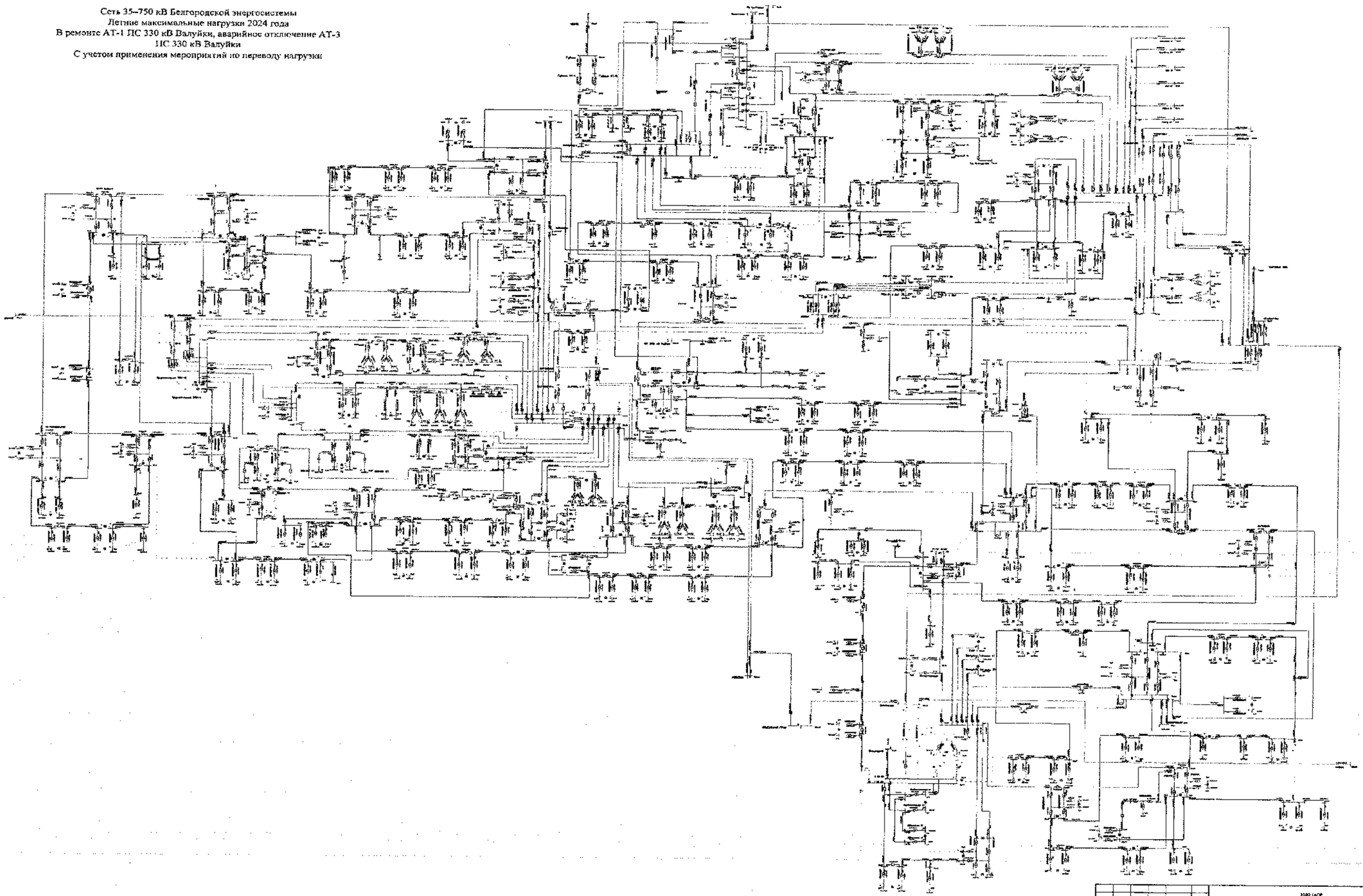
Схема 232



							5100-С-ПР		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		Белгородская область		
Разработал						Сетевая и трансформаторная электроэнергетическая Белгородской области на летний период 2019-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I Сш-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после работы АОПО) Летние максимальные нагрузки 2024 года	УТР Белгорэнергосетьпроект ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 233

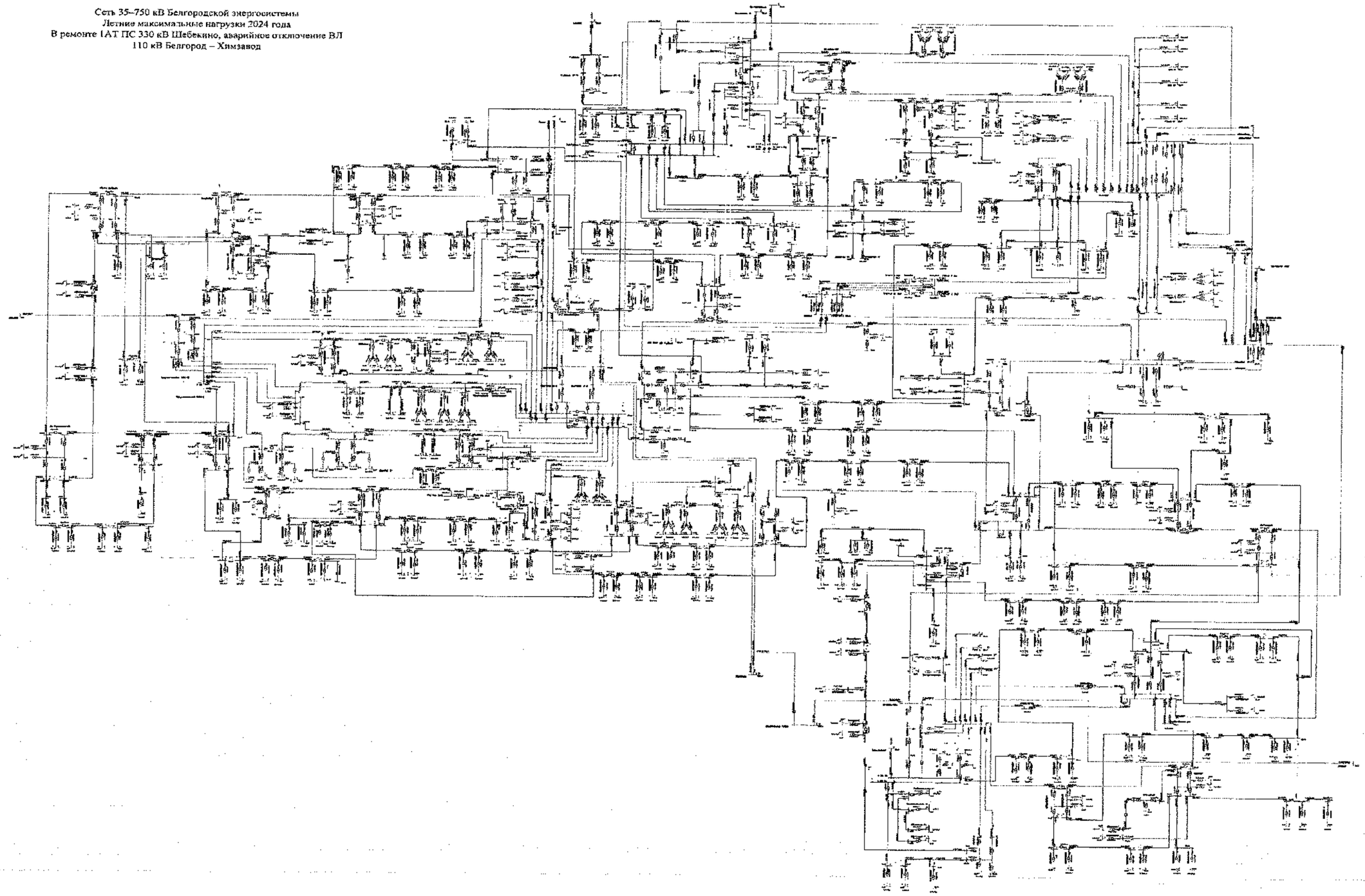
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	ЗАО «АПР»		
Разработал						Белгородская область		
Проверил						Схема и фрагменты развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021 г. 26 годы	Стадия	Лист	Листов
Н. контр.							Р		
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние максимальные нагрузки 2024 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгоэнергоремонт»	
Начальник отдела								

Схема 234

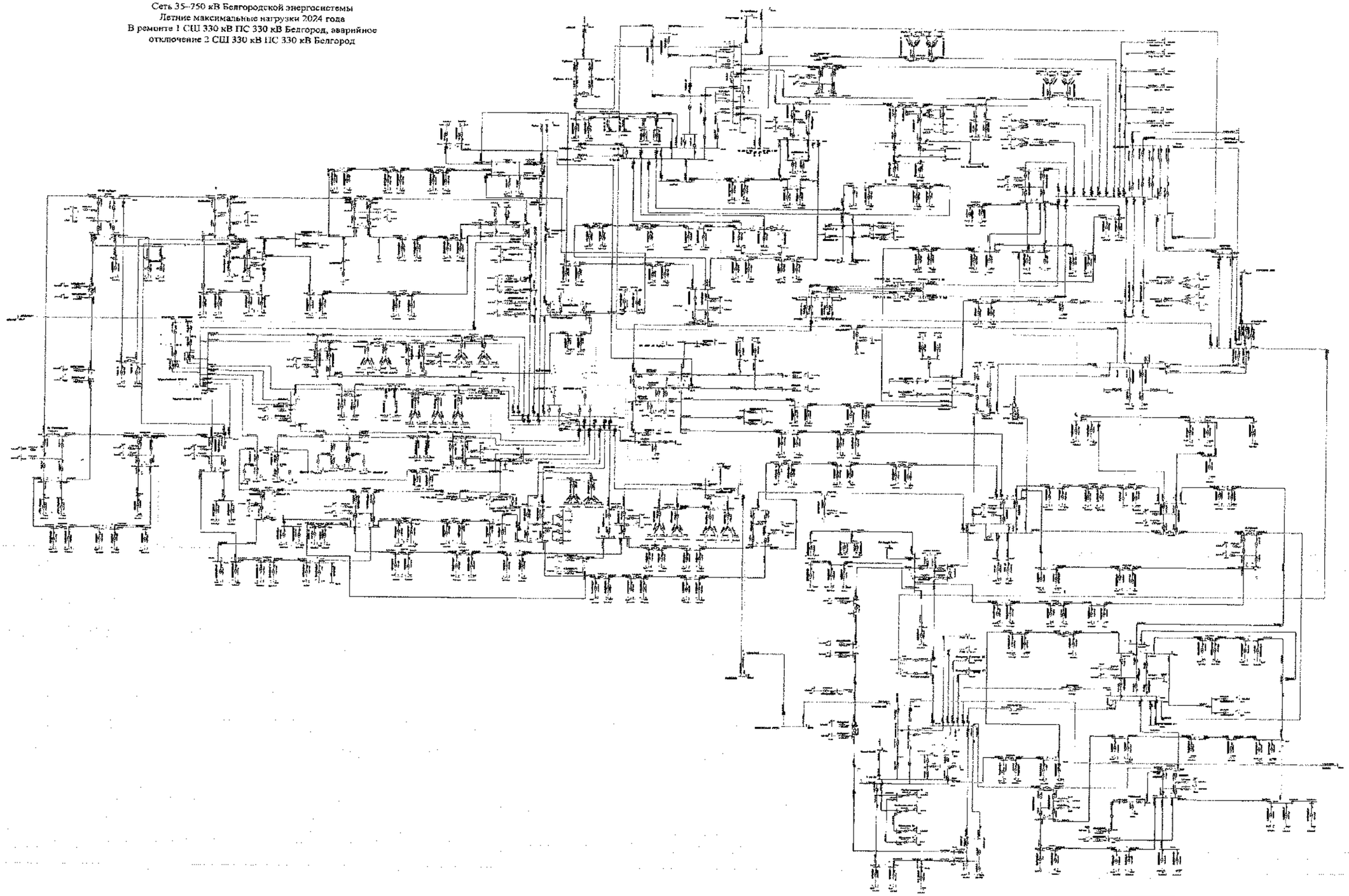
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							3100-СЛ-ПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Л		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Летние максимальные нагрузки 2024 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 235

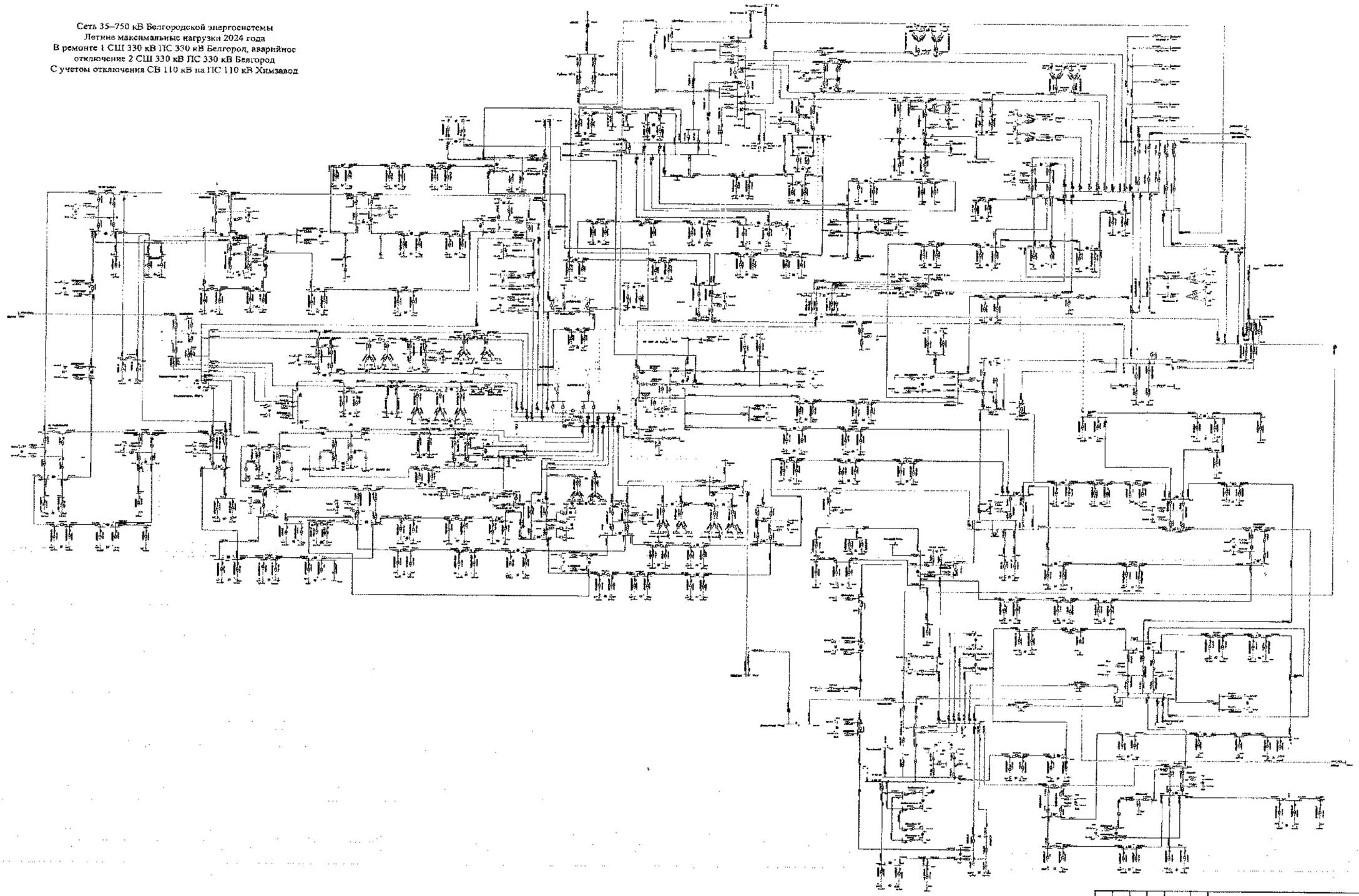
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							ПЮО «СЕТИ»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития и развития электрических сетей Белгородской области на среднесрочный период 2023-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород Летние максимальные нагрузки 2024 года	УТР Филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 236

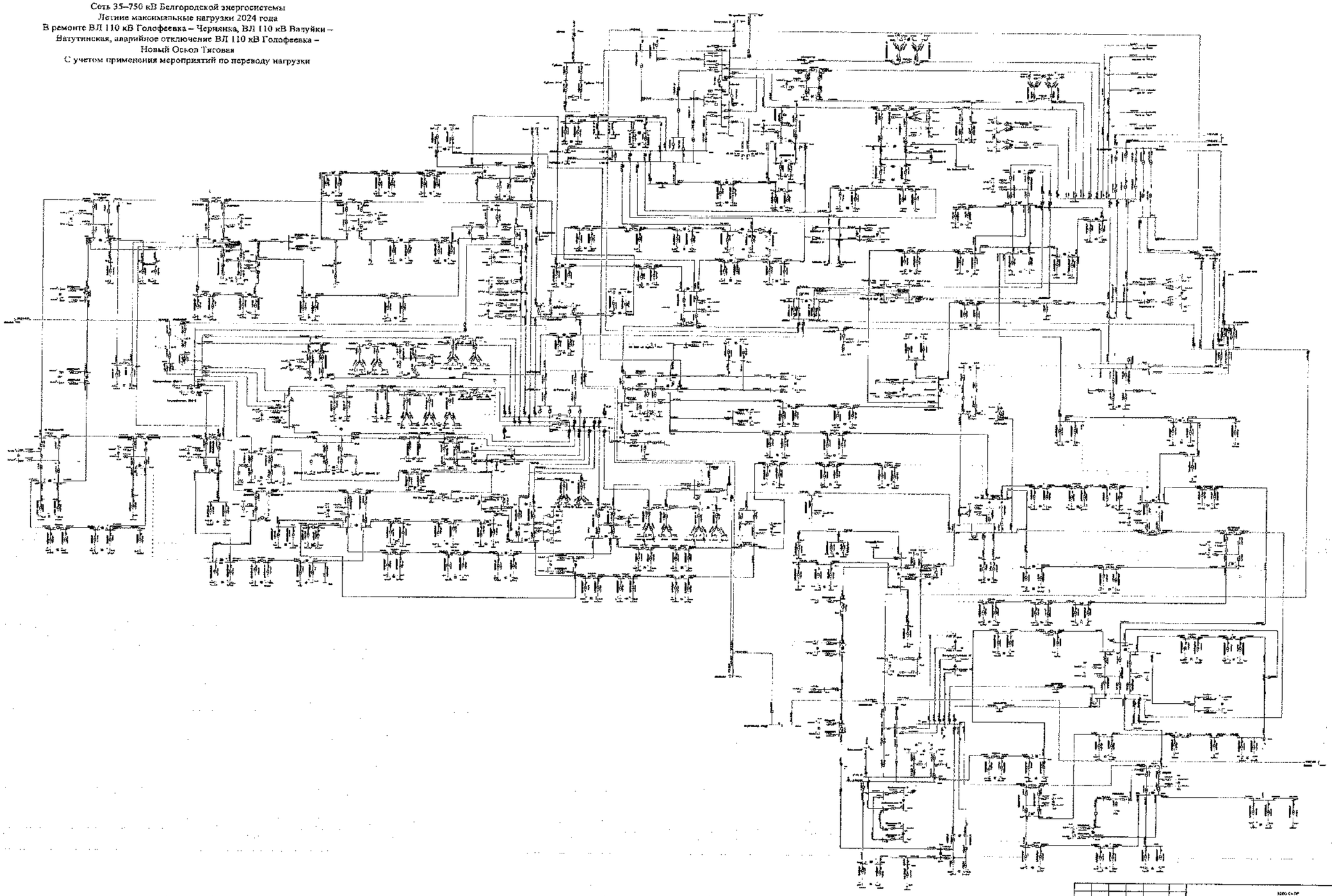
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное
отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
С учетом отключения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Химзавод



							3100-СхПр		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							И		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние максимальные нагрузки 2024 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 237

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Черянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата
Разработал					
Проверил					
Н. контр.					
ГИП					
Утвердил					

ОДО СЕТИ

Белгородская область

Схема и показатели режимов работы электрической сети Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы

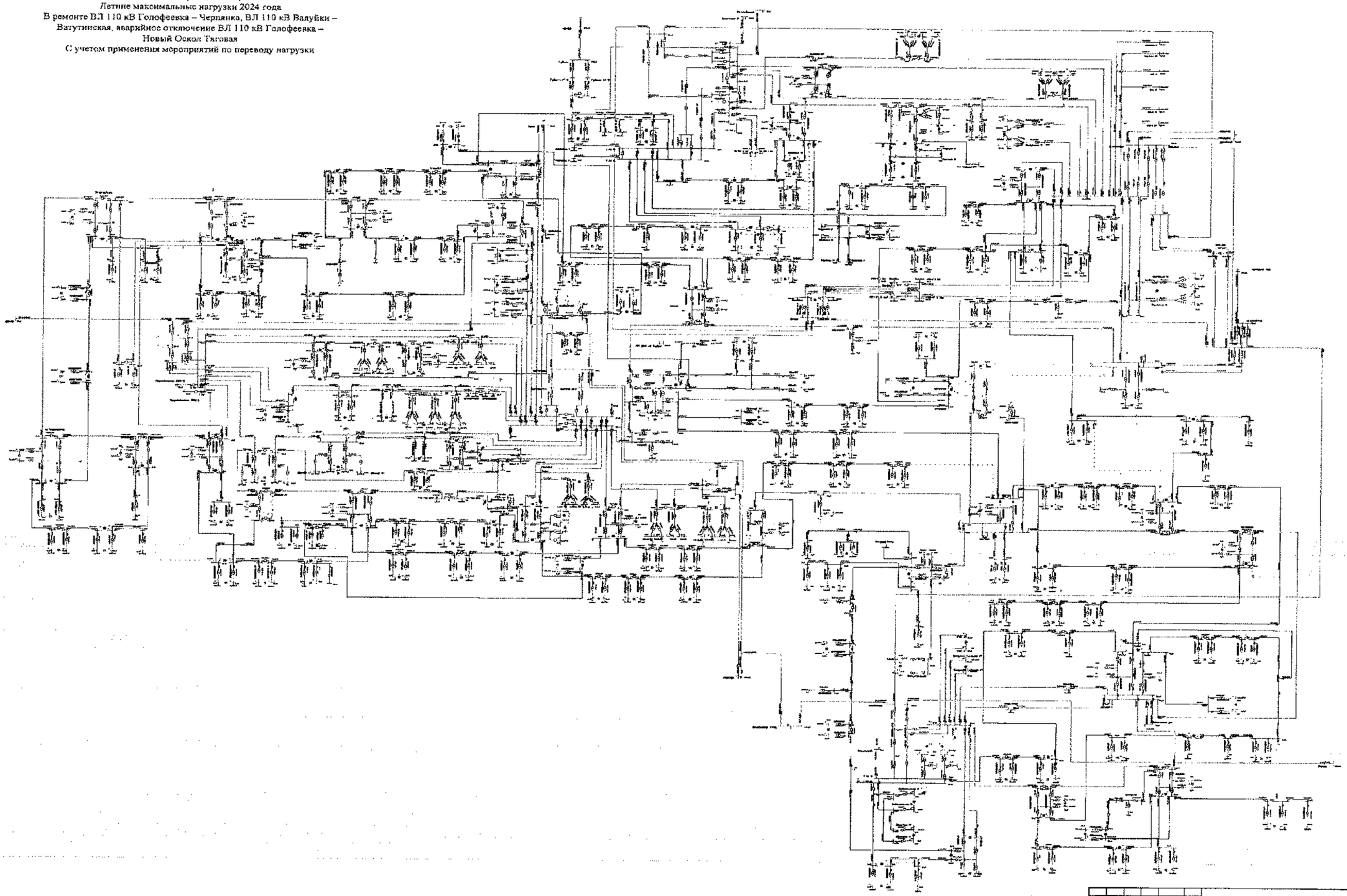
В ремонте: ВЛ 110 кВ Голофеевка – Черянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
Летние максимальные нагрузки 2024 года

Стадия	Лист	Листов
Р		

УГР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

Схема 238

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата		
Разработал							
Проверил							
Н. контр.							
ГИП							
Утвердил							

ЗАО СиСР

Белгородская область

Схема электрических соединений Белгородской области на расчетный период 2021-2025 годы

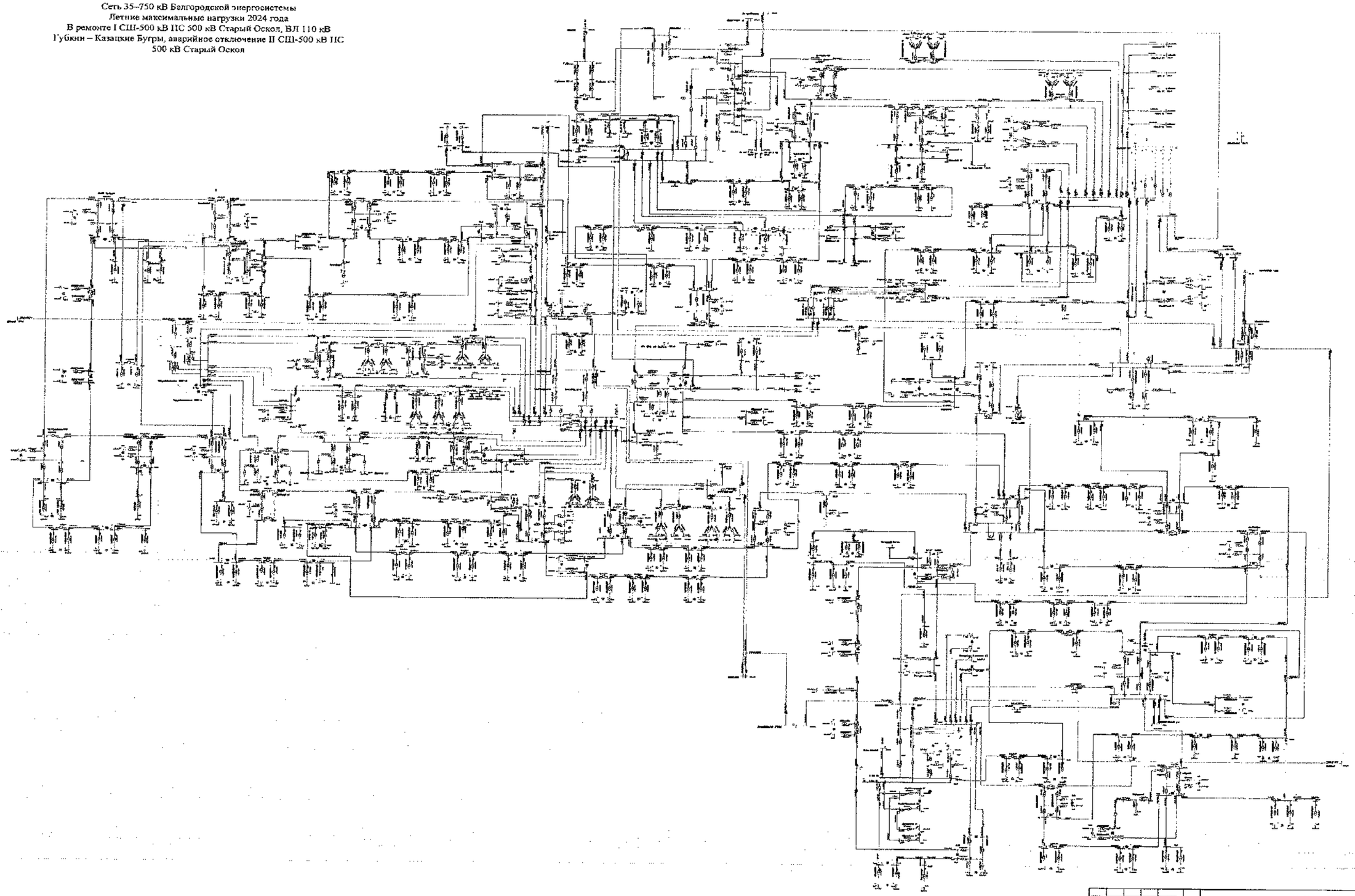
Стадия	Лист	Листов
Р		

В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
Летние максимальные нагрузки 2024 года

УГЕ филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»

Схема 239

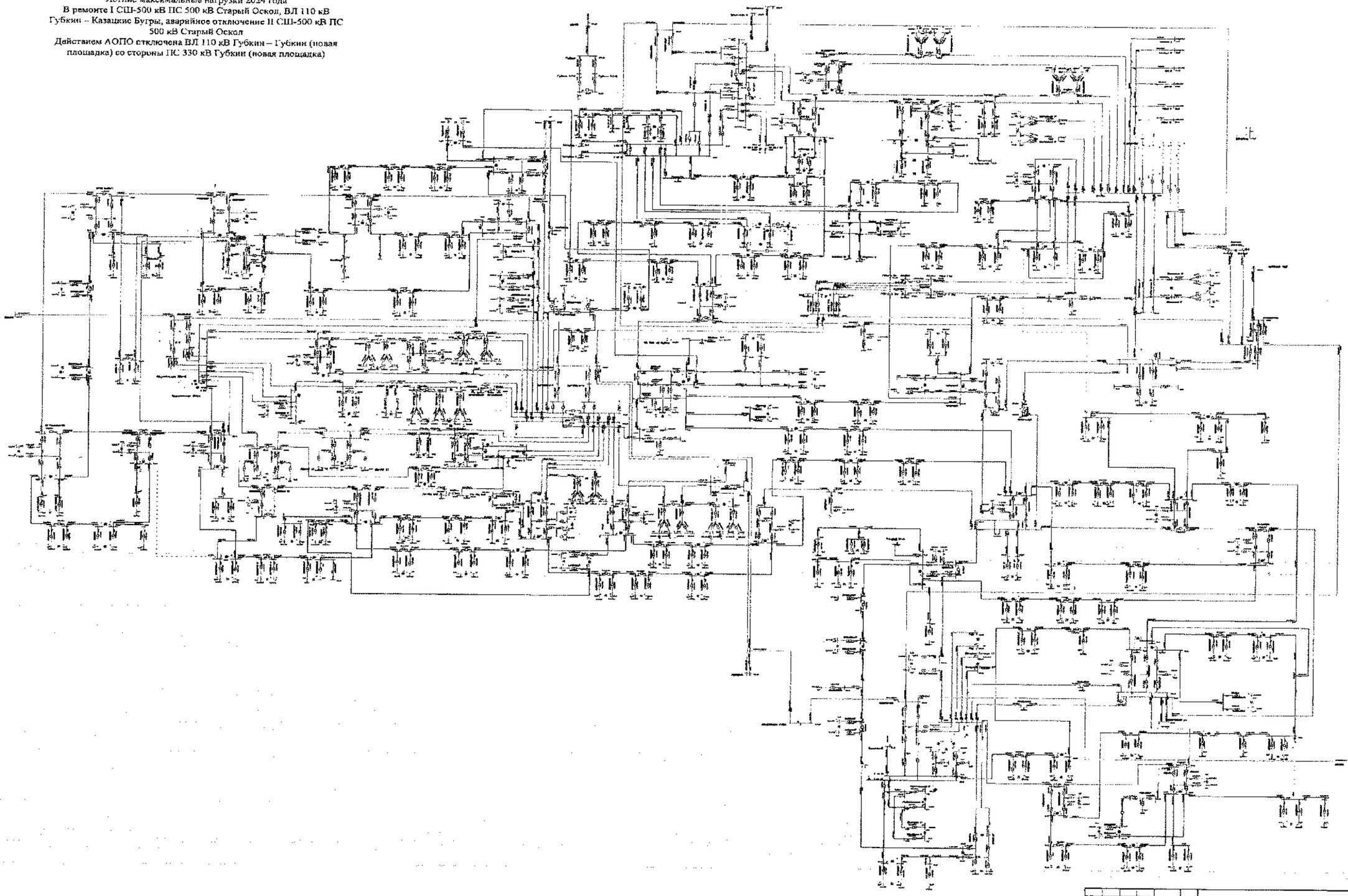
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	ПАО «МРСК Центра»			
Разработал						Белгородская область			
Проверил						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Н. контр.							П		
ГИП						В ремонте I СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2024 года	УПР в филиале ПАО «МРСК Центра» «Белгоэнерго»		
Утверждаемая часть									

Схема 240

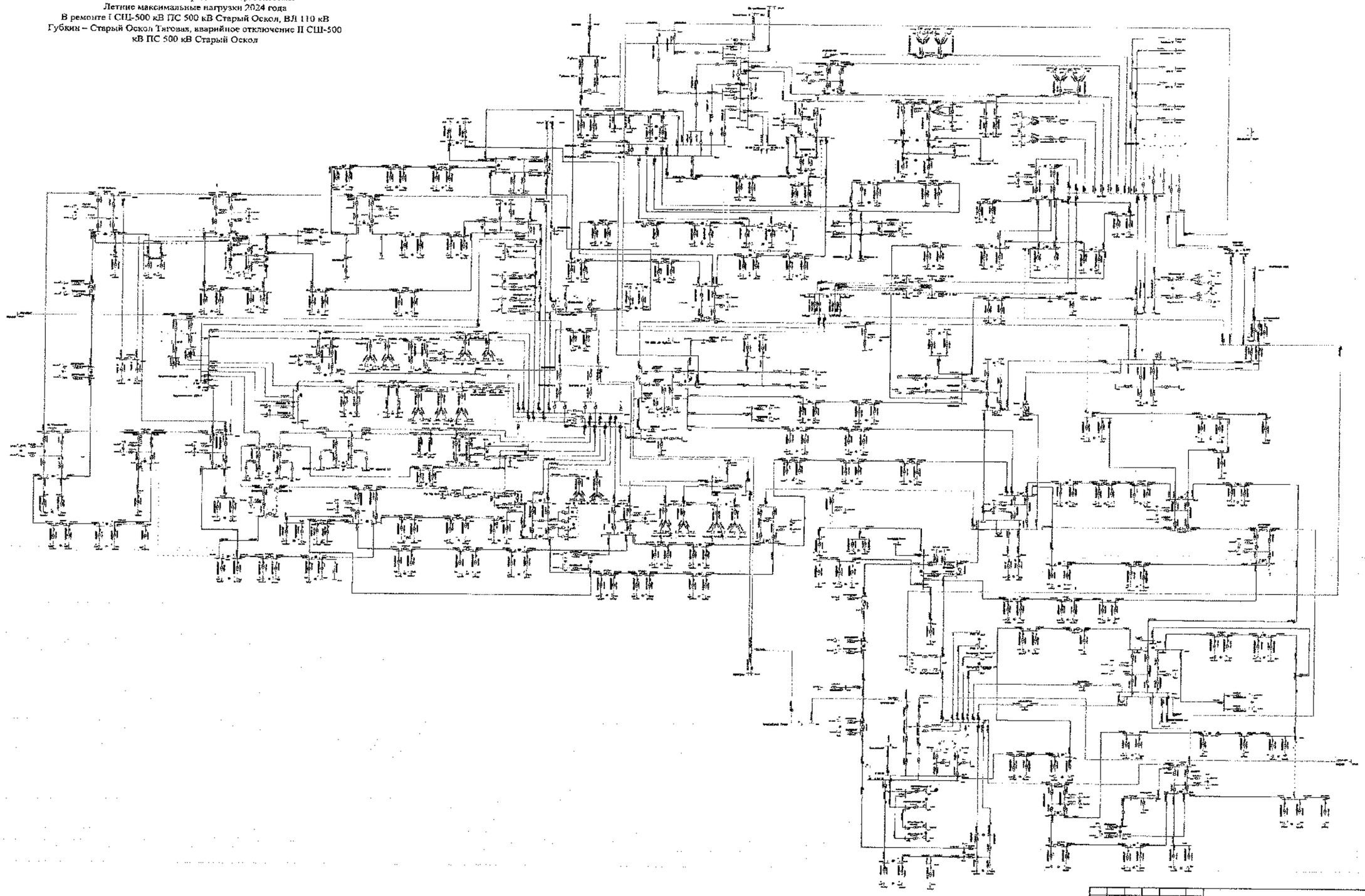
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100-СНР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Сервер и Программы расчета на электроэнергетике Белгородской области на перспективу 3 лет на 2021-2023 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте: I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2024 года	ИТП Филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 241

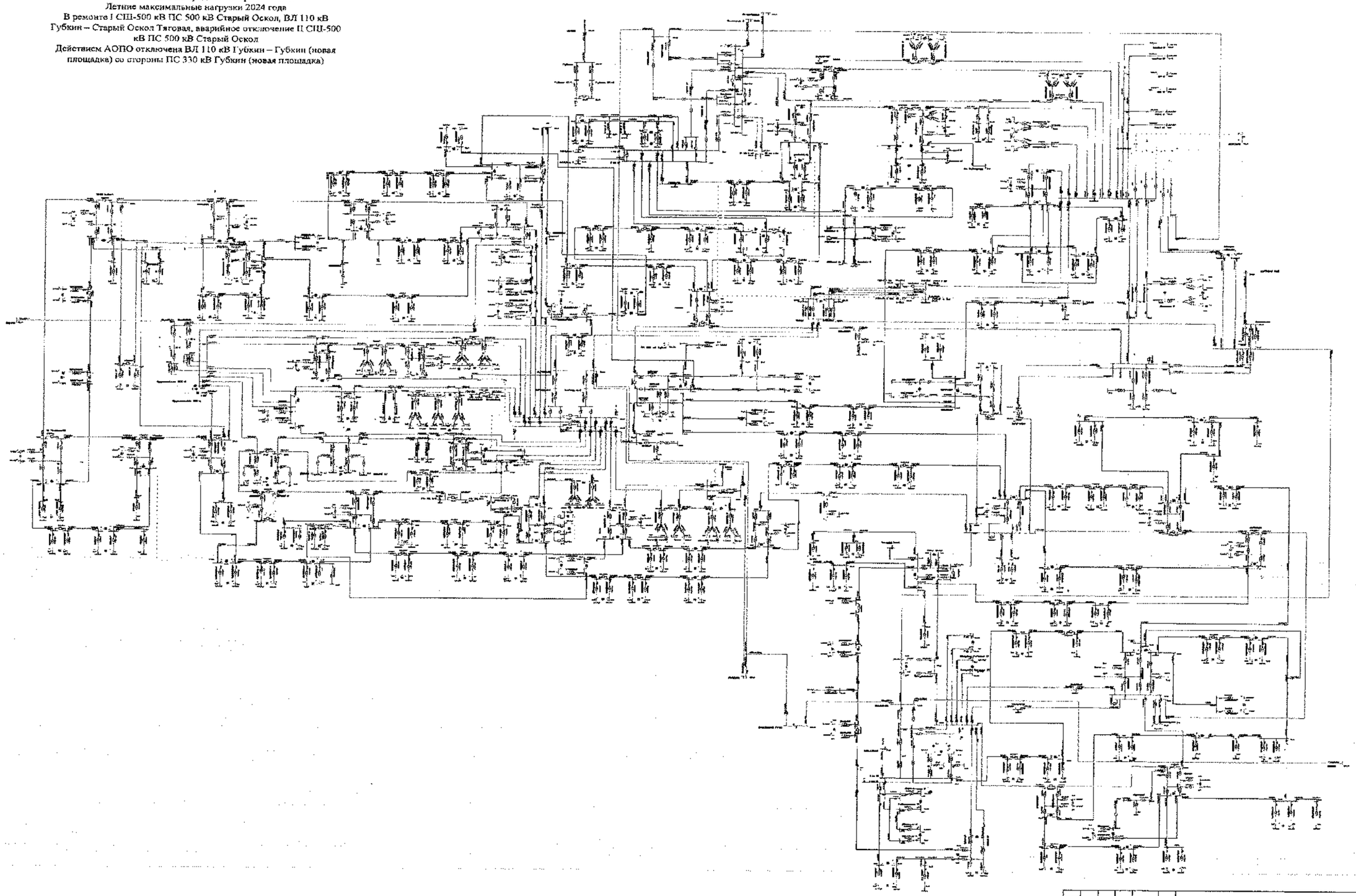
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							ЗАО СНТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработчик						Схема и перспективы развития электроэнергетики Белгородской области на предстоящий период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП									
Утверждающий									

Схема 242

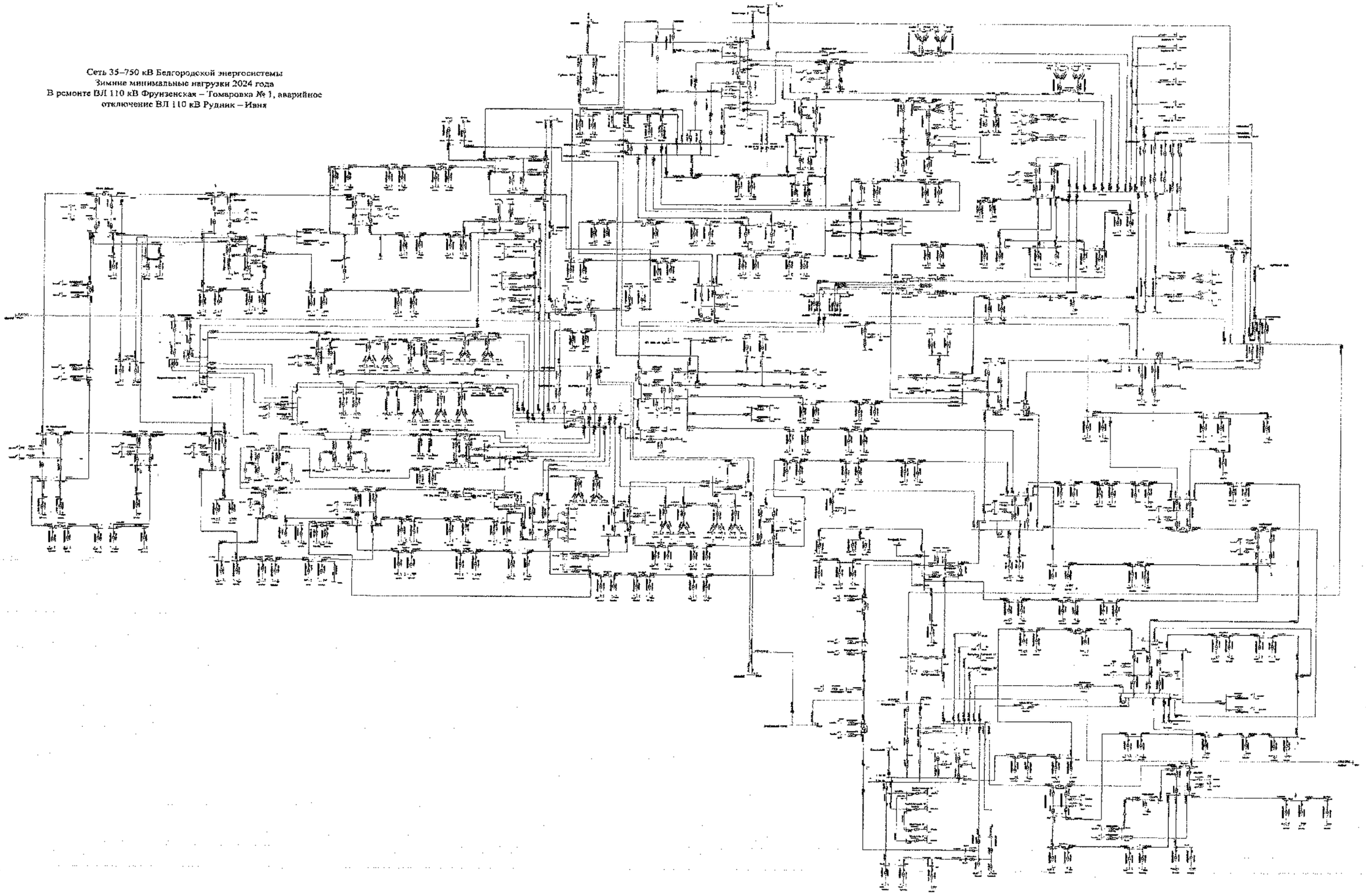
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100-СмПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электрических сетей Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы. В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2024 года	Стадия	Лист	Листов
Проверил									
Н. контр.									
ГИП									
Руководитель							УТ Филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 243

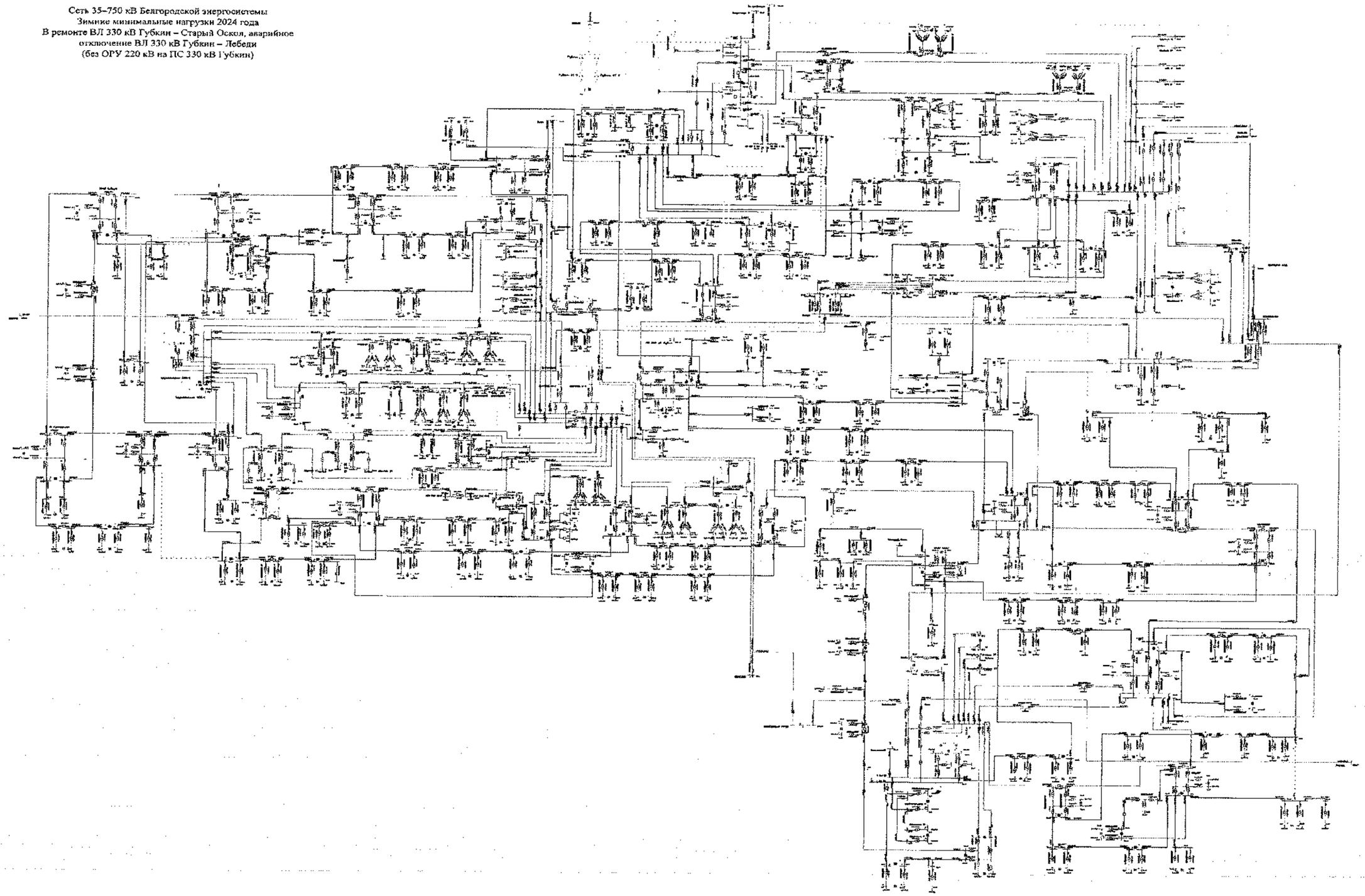
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



						АО «СПбГ»	
						Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата	Схема развития электрических сетей Белгородской области на расчетный период 2022-2025 годы	Стадия: П; Лист; Листов
Разработал							
Проверил							
Н. контр.							
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние минимальные нагрузки 2024 года	УЗР Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»
Утвердил							

Схема 244

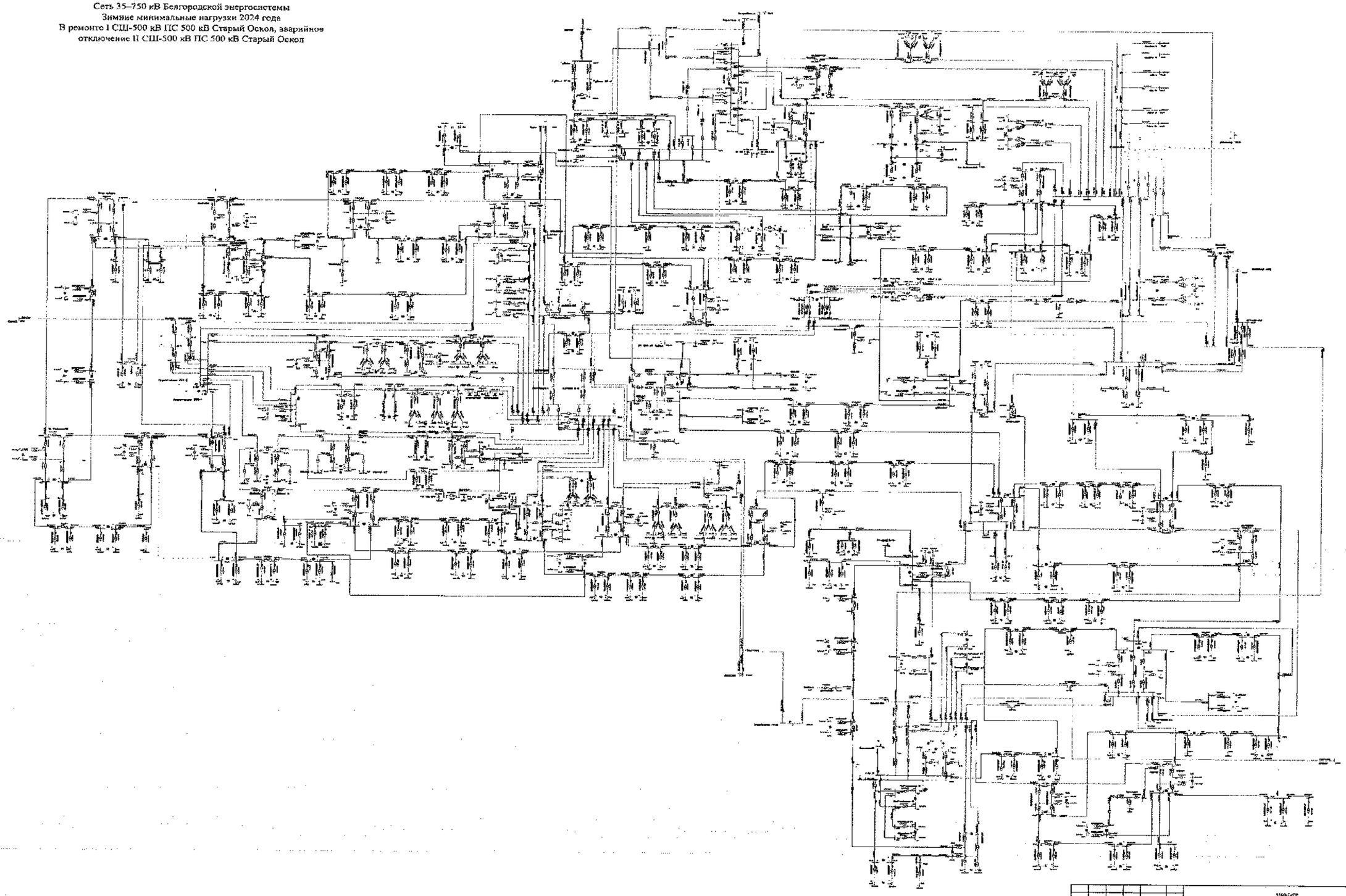
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							3130-СхПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработано						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 (2024)	Стадия	Лист	Листов
Проверено							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедь (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Зимние минимальные нагрузки 2024 года	УТВ филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждено									

Схема 245

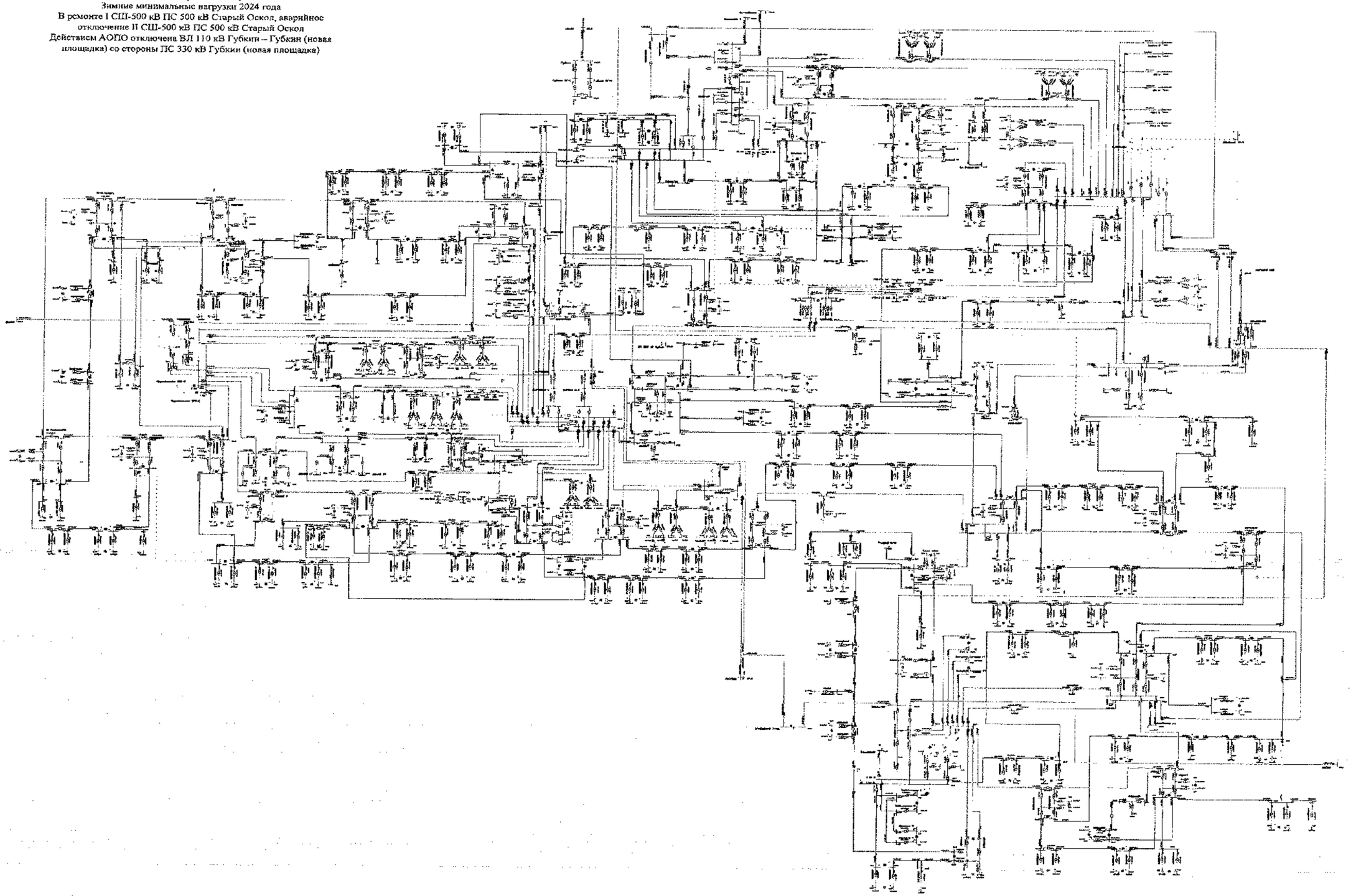
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное
отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							АО «СО ЕЭС»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития и формирования электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы.	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Л		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Зимние минимальные нагрузки 2024 года	СТК филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждено									

Схема 246

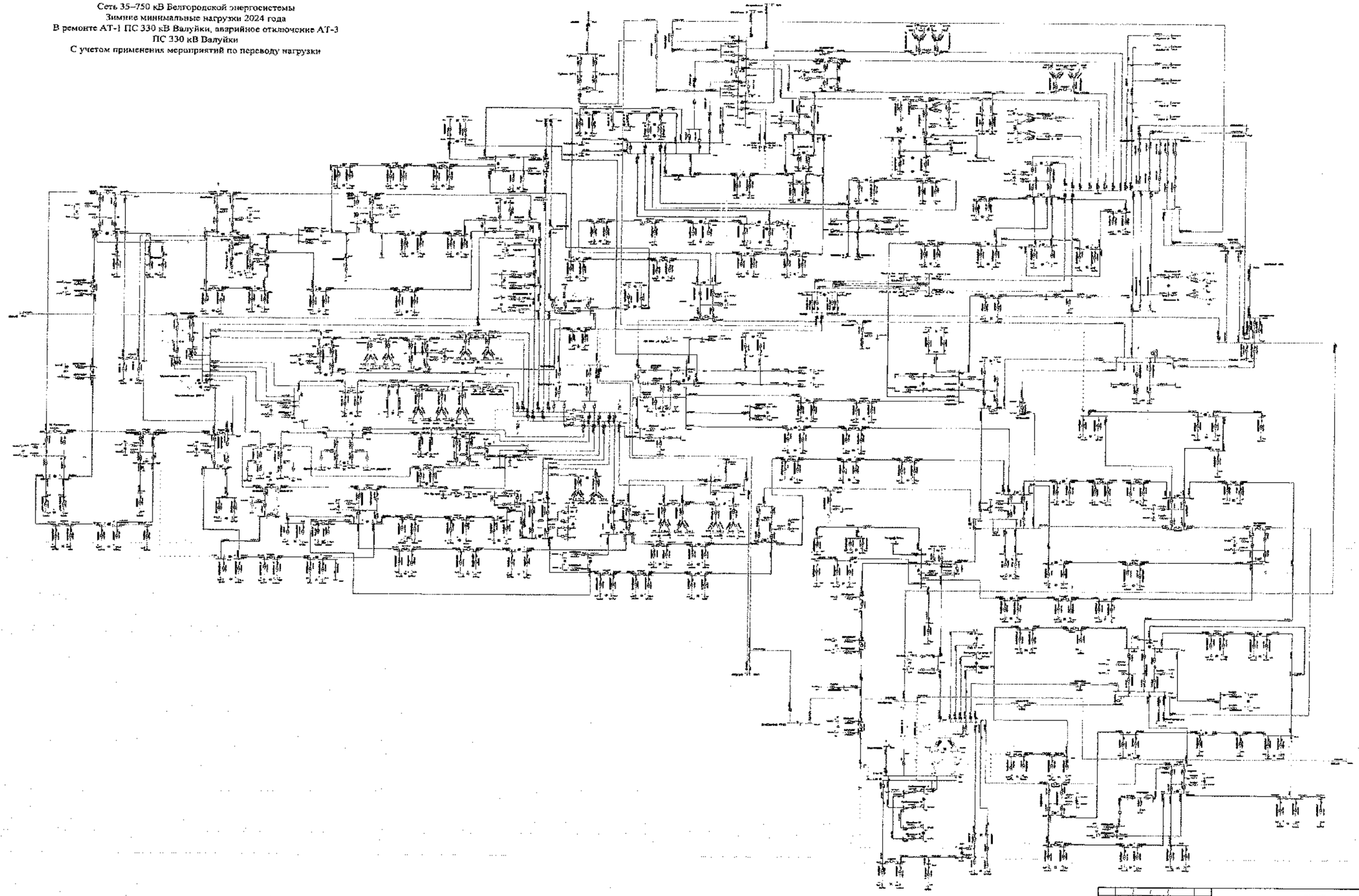
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100 СШР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N°	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на расчетный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (действие АОПО) Зимние минимальные нагрузки 2024 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждена									

Схема 247

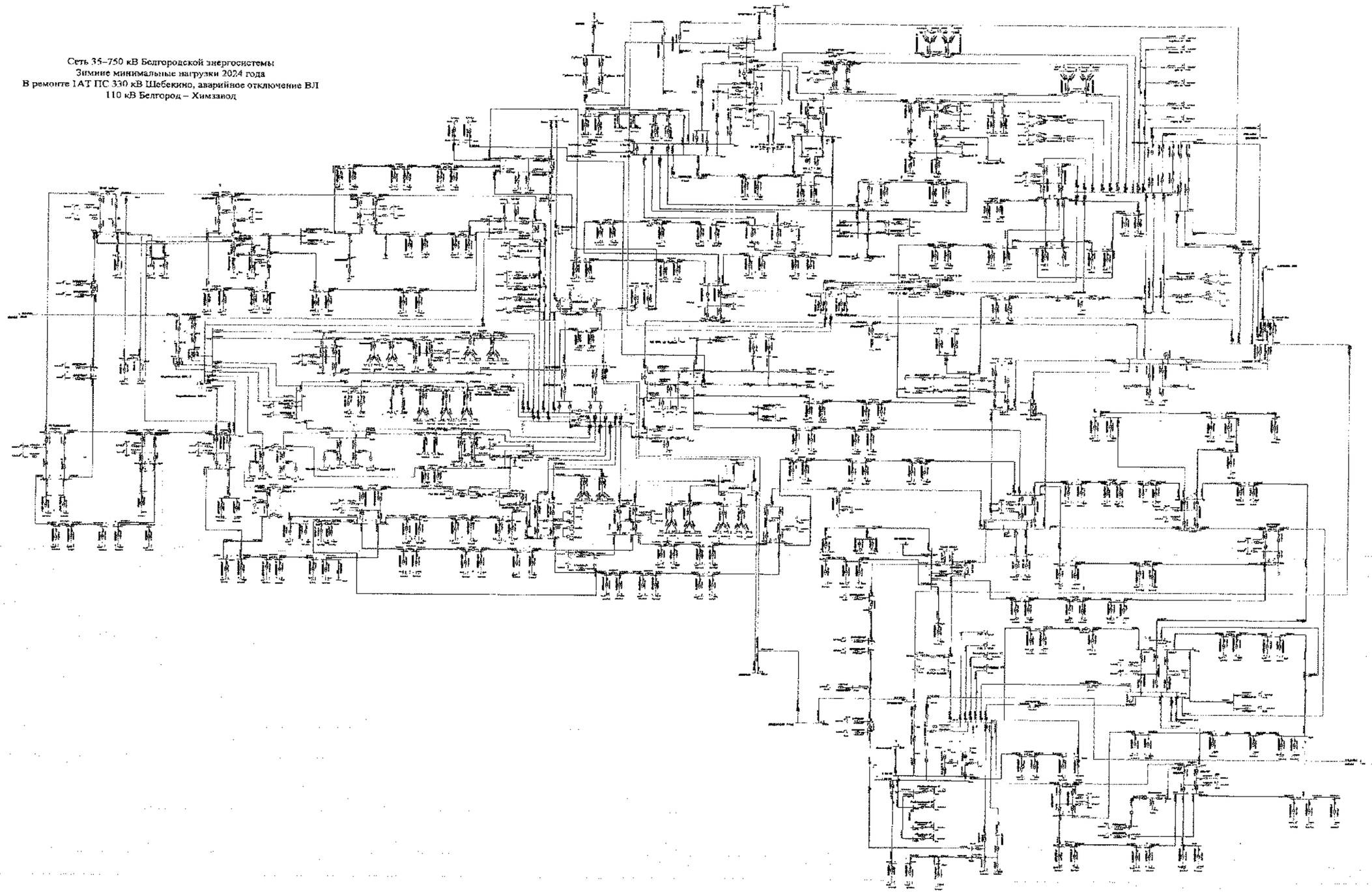
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							2180-ЭмТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Д		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки Зимние минимальные нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждены									

Схема 248

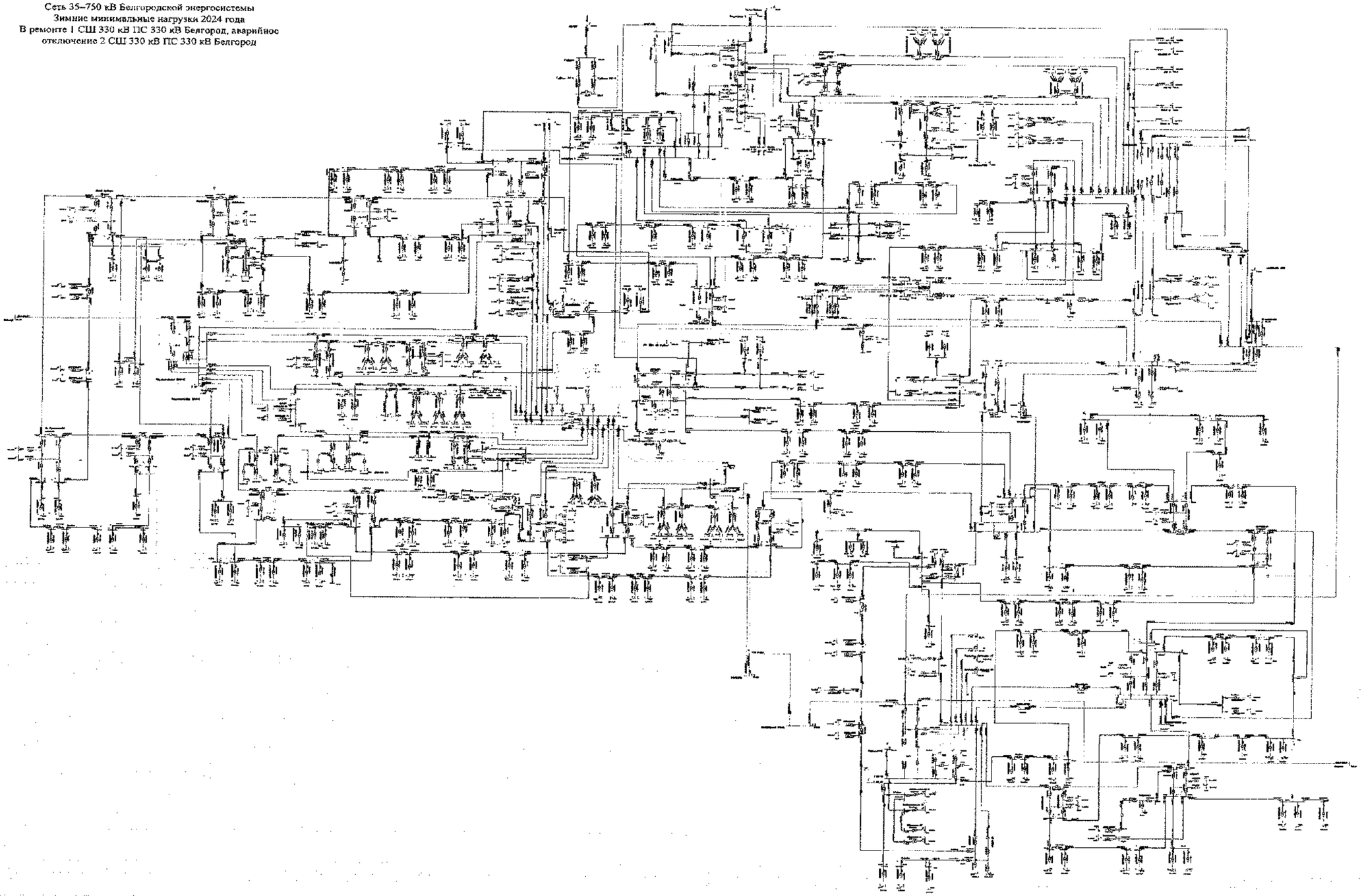
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							3100-СмПр		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата		Белгородская область		
Разработал						Схема и технические решения электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2031 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Зимние минимальные нагрузки 2024 года	ИТ в филиале ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 249

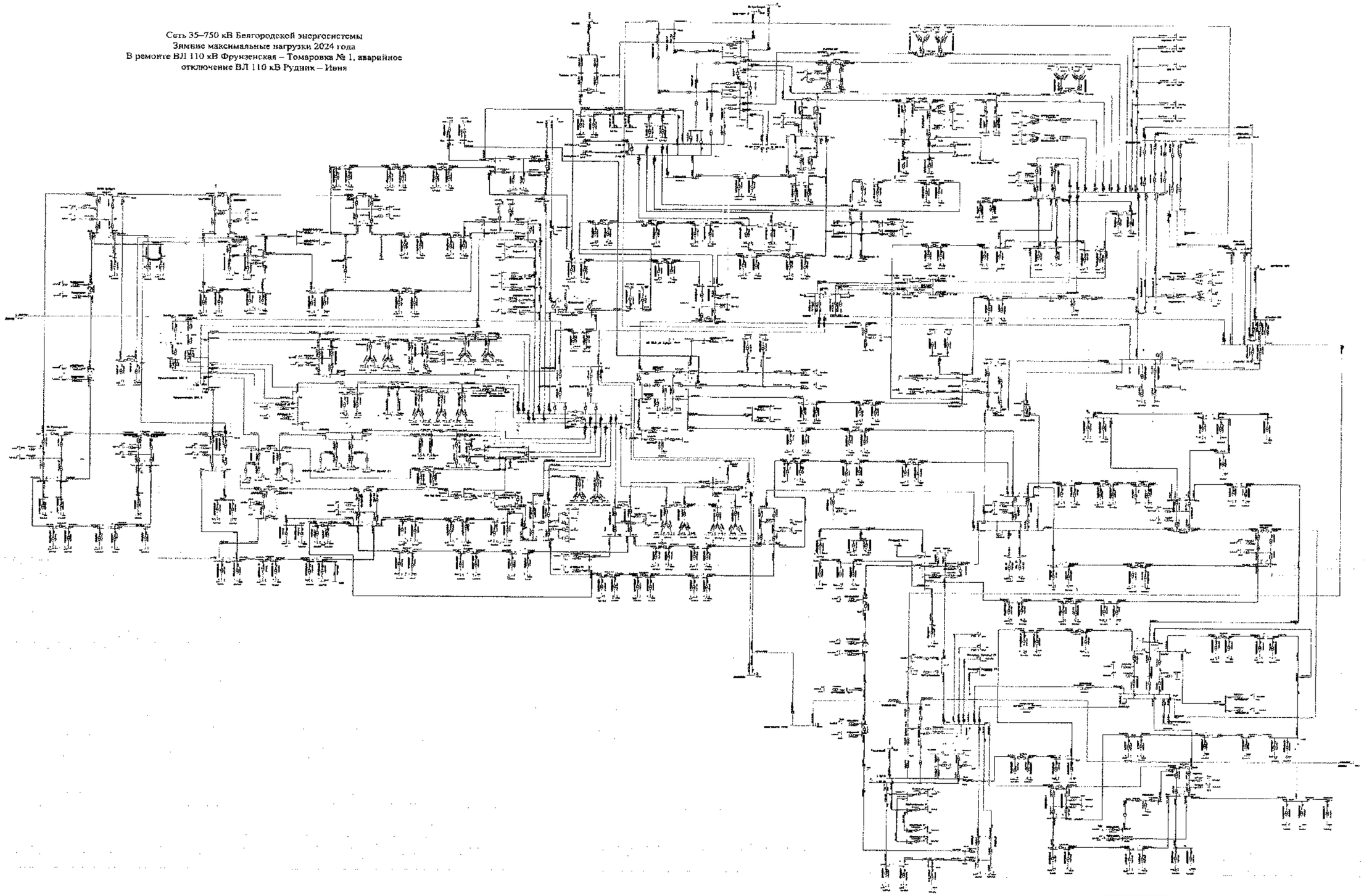
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



						3150-ЕИПР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Согласовал									
Н. контр.						Вариант: 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Зимние минимальные нагрузки 2024 года	УПР Филиалы ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Утверждил									

Схема 250

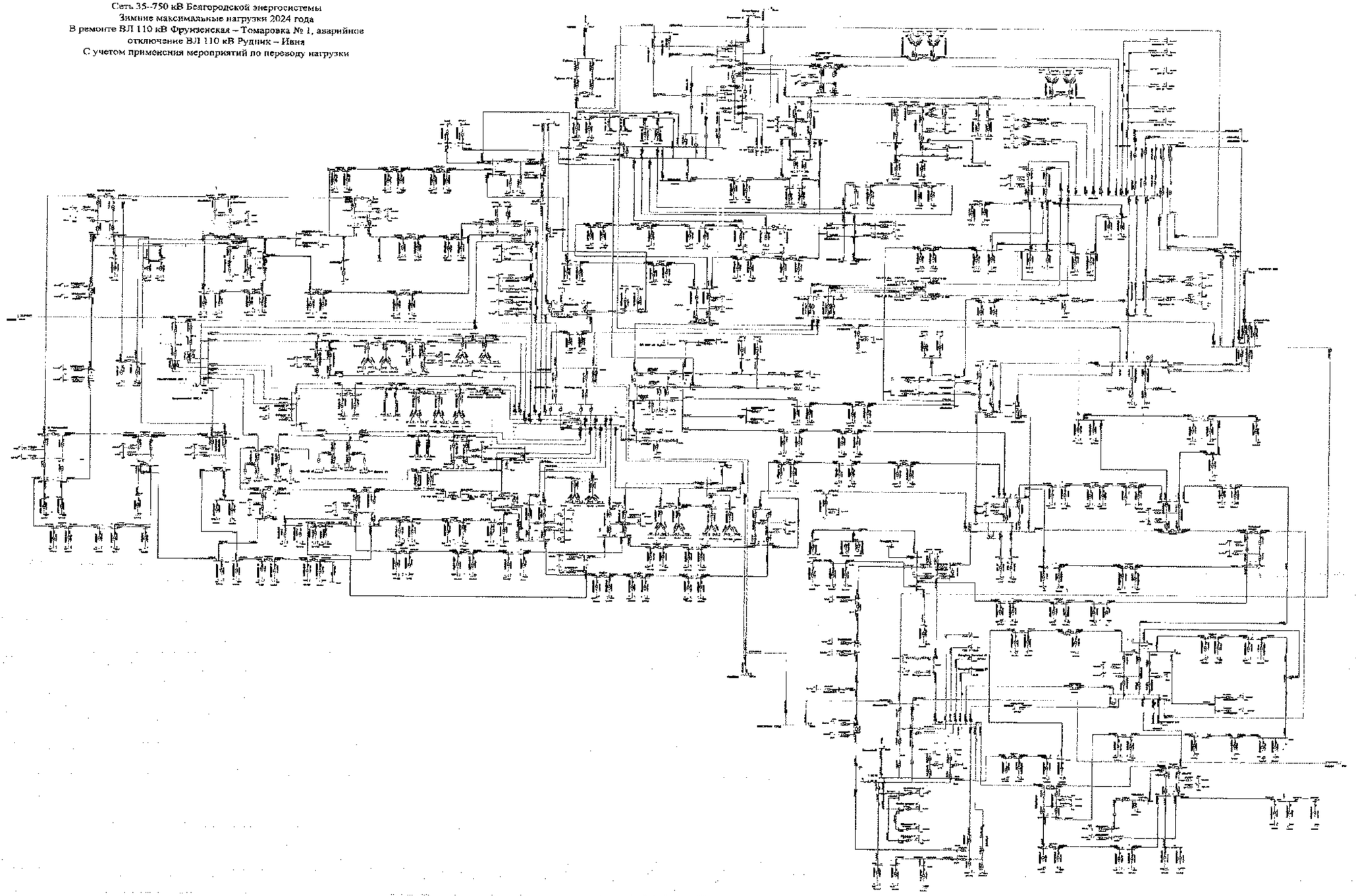
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							ТЕПЛОЭНЕРГ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозный баланс электрической энергии Белгородской области на среднесрочный период 2024-2035 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние максимальные нагрузки 2024 года	УГР Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 251

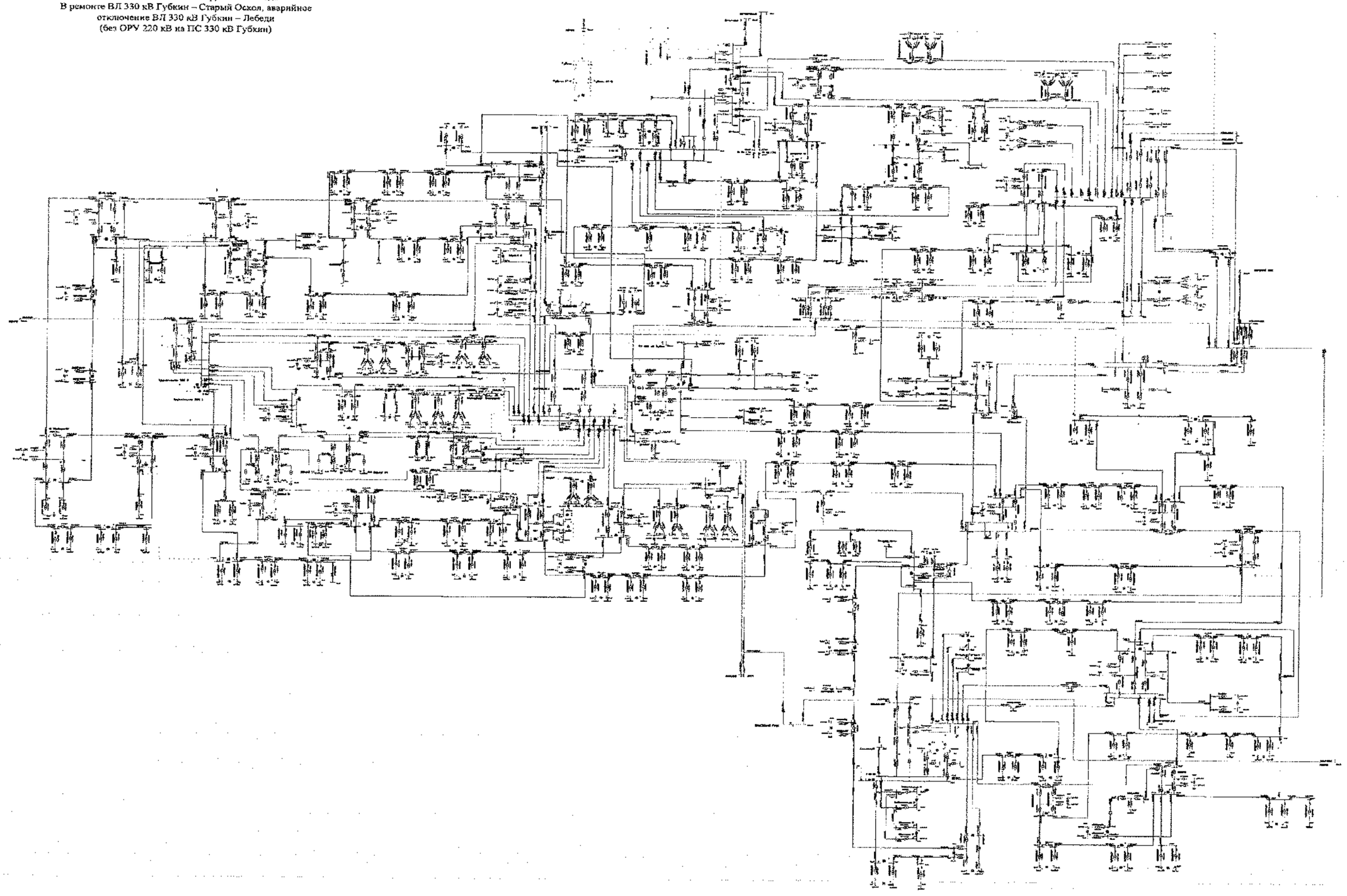
Сеть 35--750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							ПЕРО-СИТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимний максимальный нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)

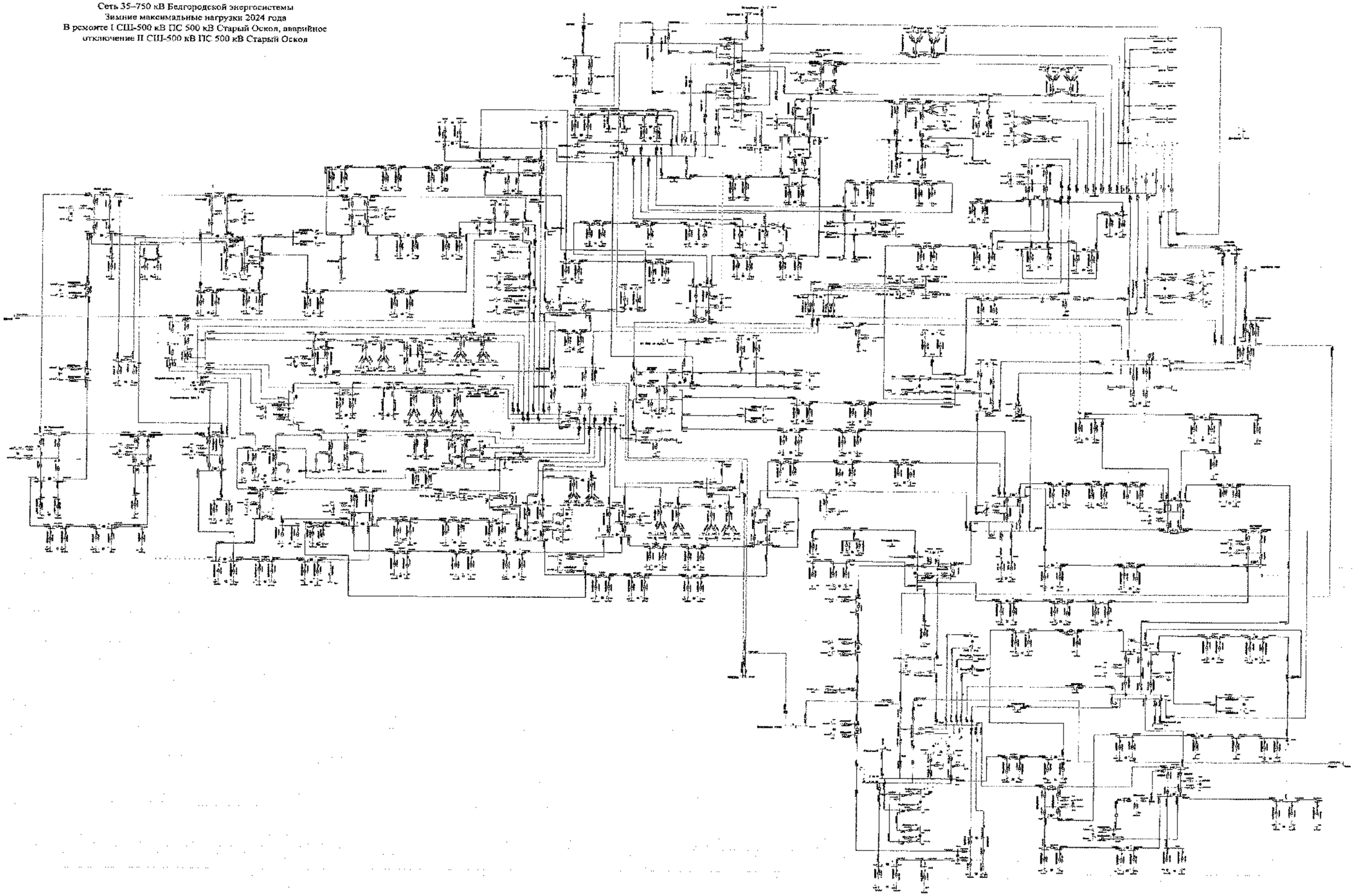
Схема 252



							3206-С-ПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Зимние максимальные нагрузки 2024 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 253

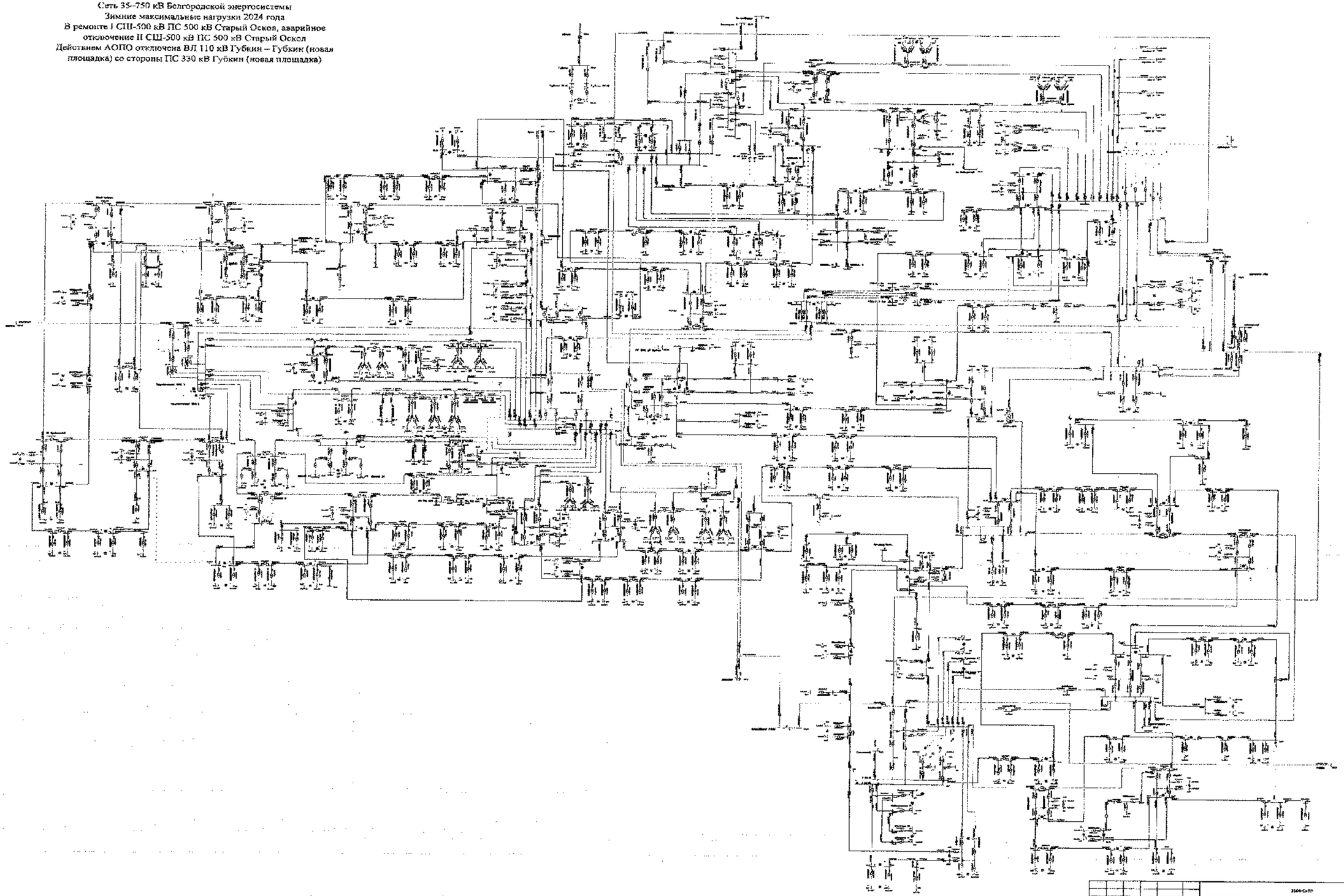
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							3150-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработчик						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2023-2028 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
Утв.						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Зимние максимальные нагрузки 2024 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 254

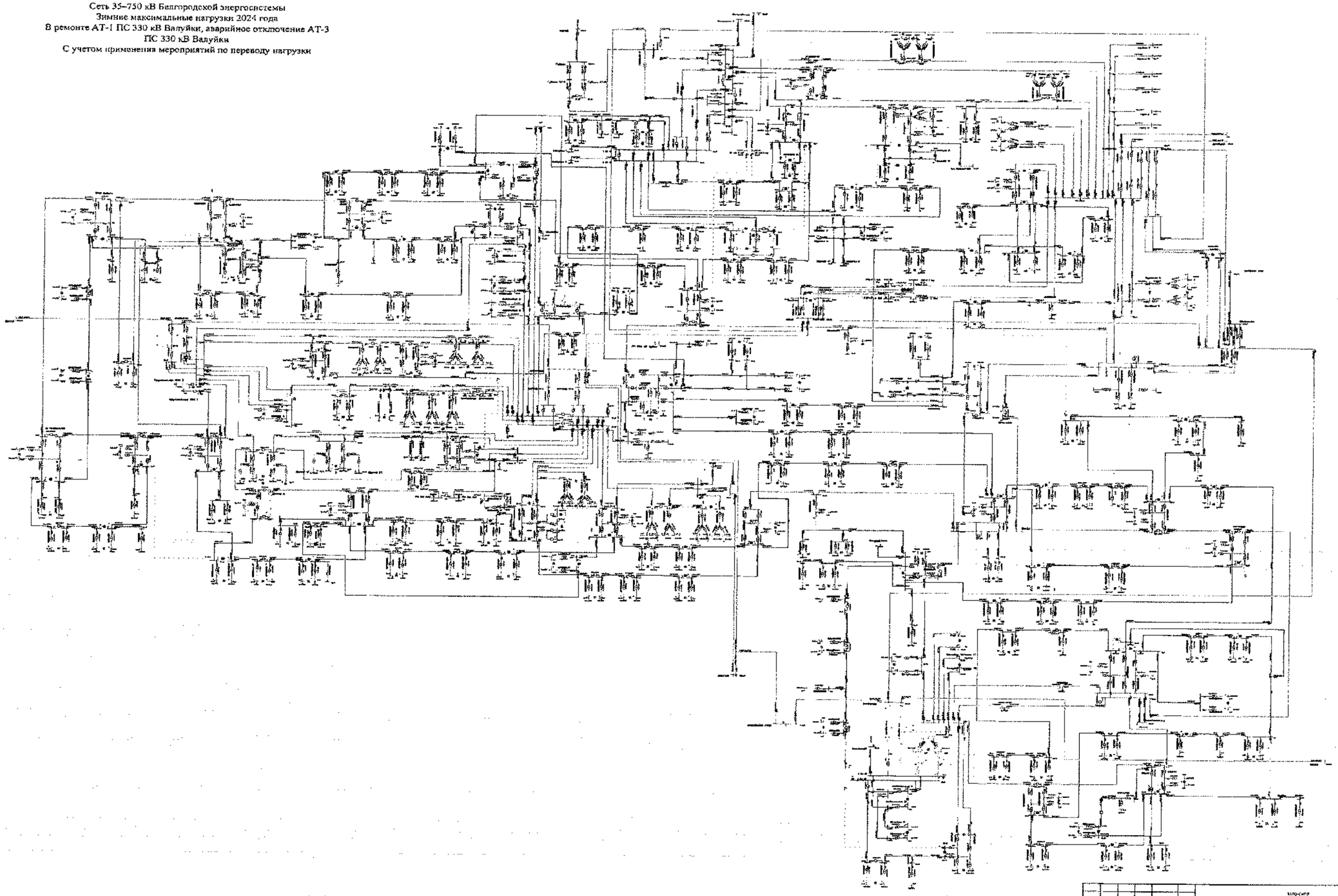
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3506-СИПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработчик						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на гетерогенной основе 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после работы АОПО). Зимние максимальные нагрузки 2024 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 255

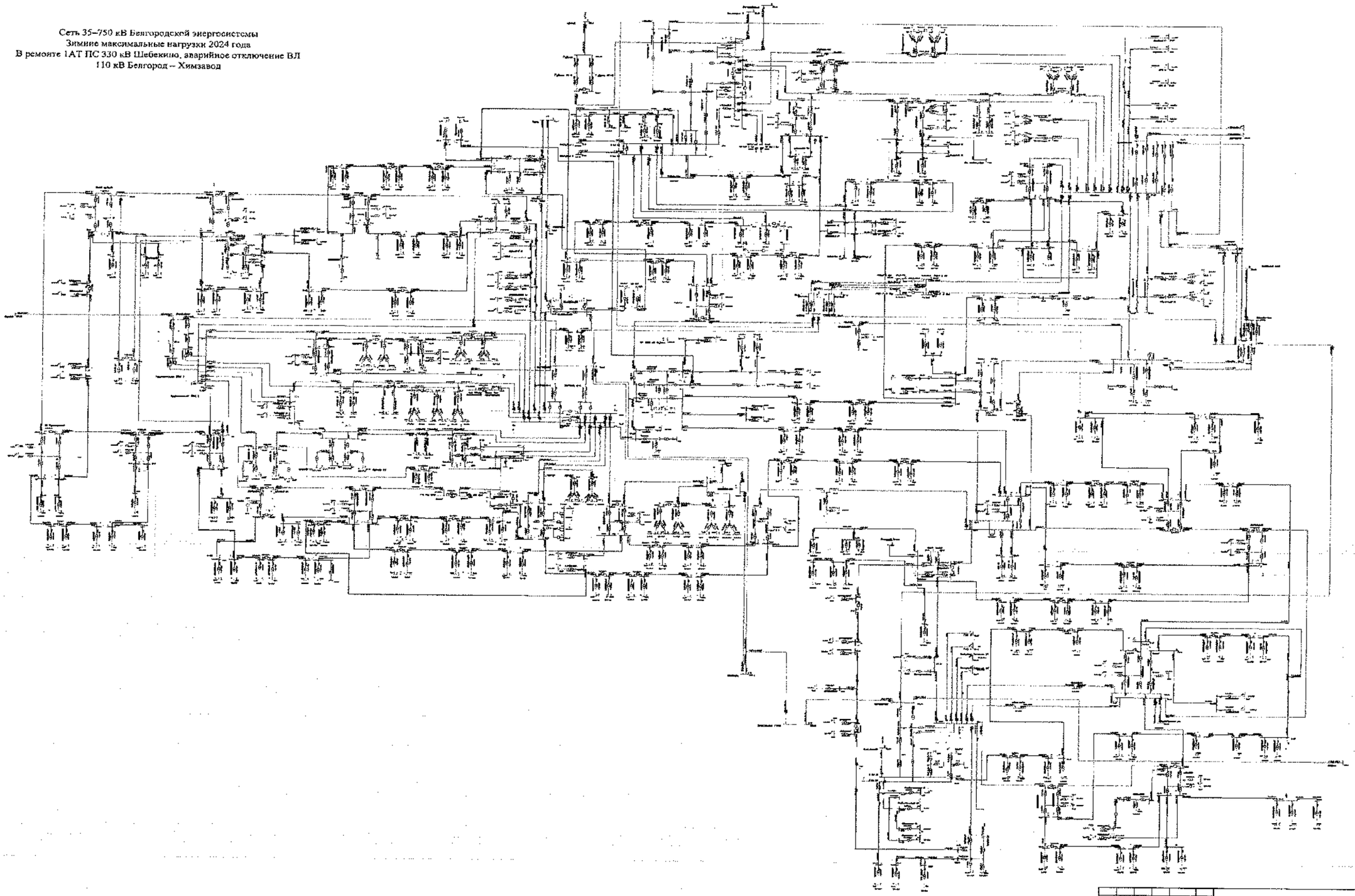
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							ЗАО «СИТР»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и прогнозный баланс электроэнергии Белгородской области на среднесрочный период 2023-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Зимние максимальные нагрузки 2024 года	УПР Белгородские ПМЭС филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Рекомендовал									

Схема 256

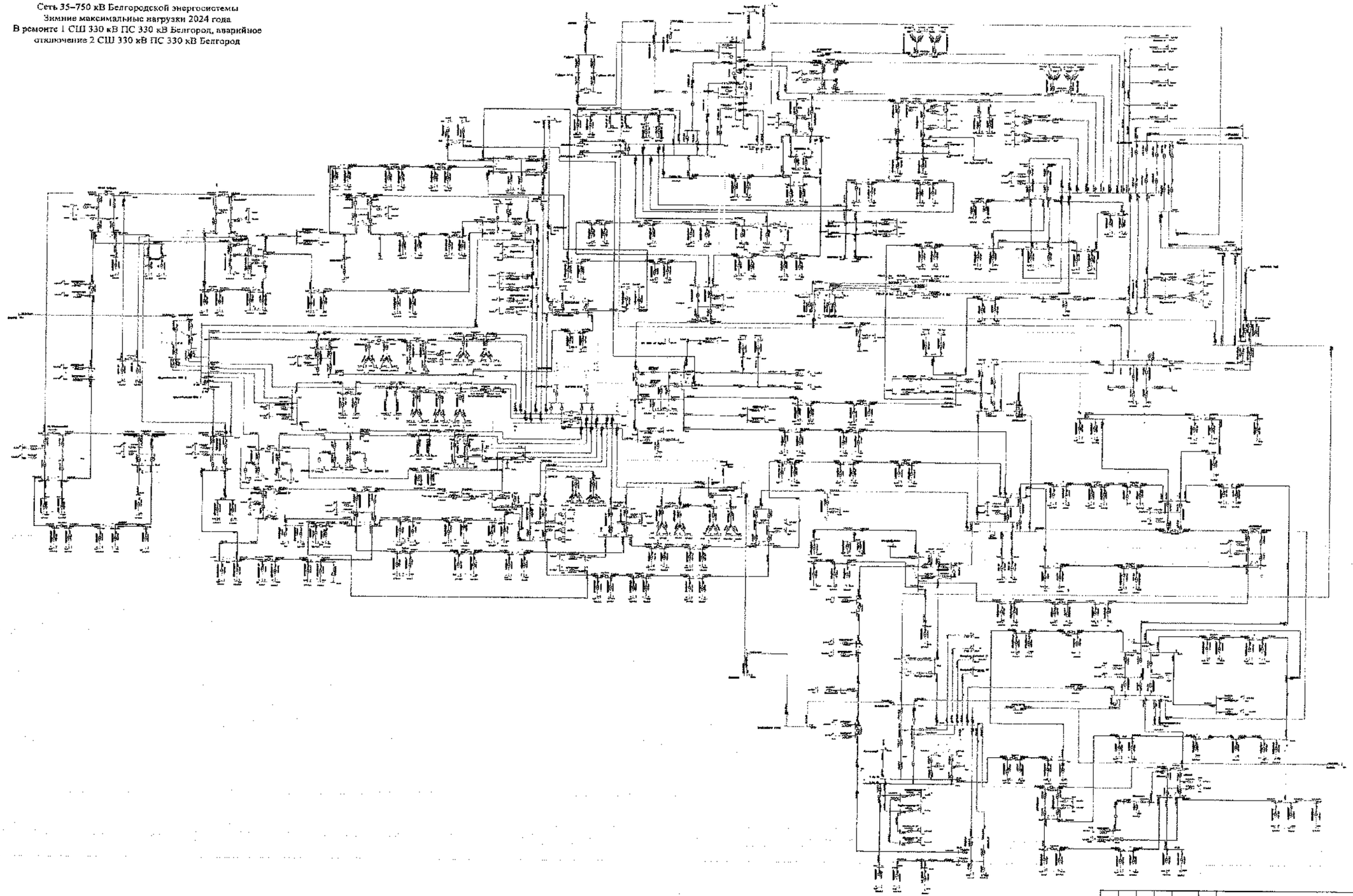
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



						АВРФ-СЕТИ			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработана						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверена							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Зимние максимальные нагрузки 2024 года	УЕР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждена									

Схема 257

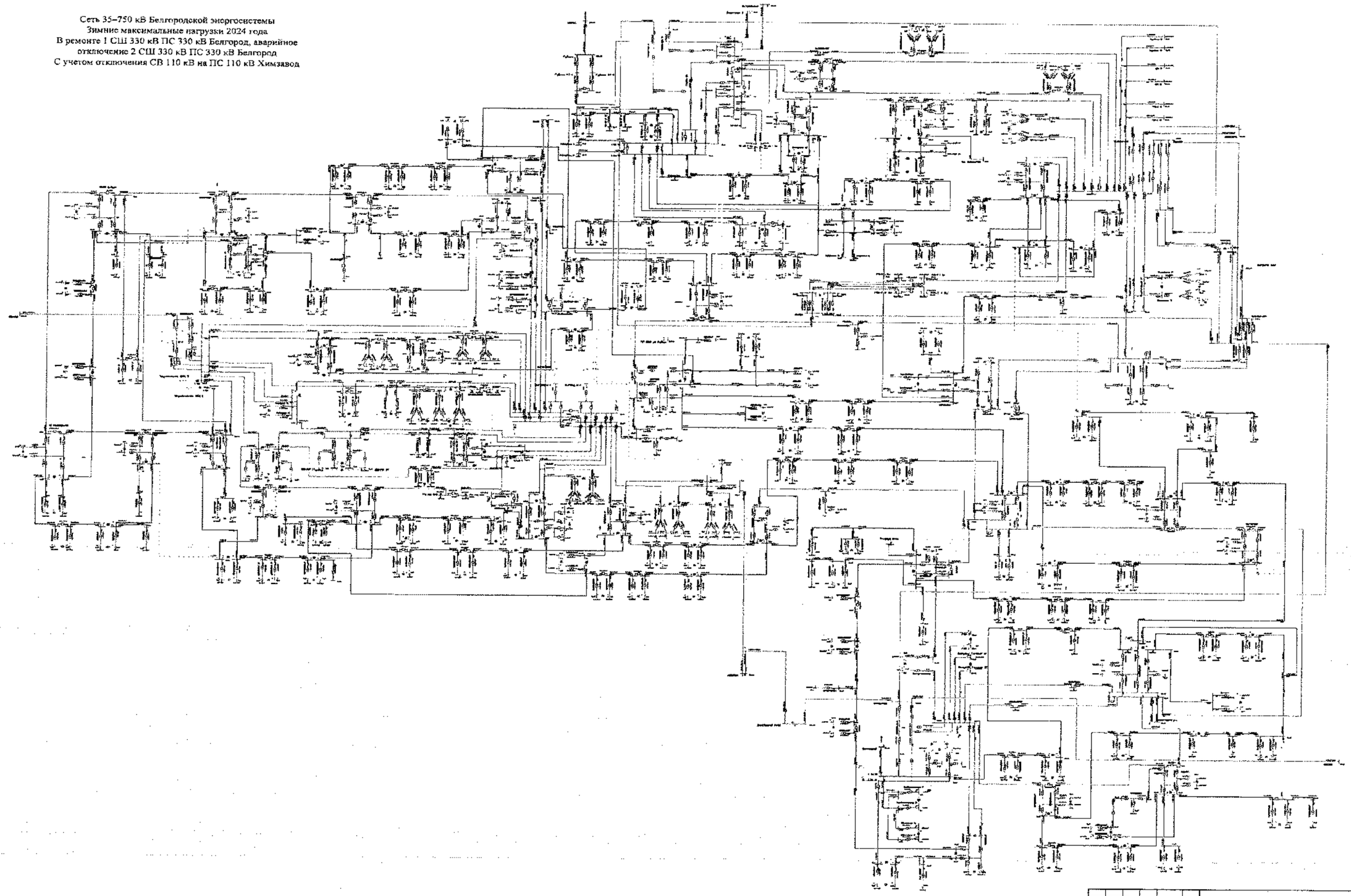
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



								3306 СШР	
								Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и повреждения разделения энергосистемы Белгородской области на магистральных сетях на 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород Зимние максимальные нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 258

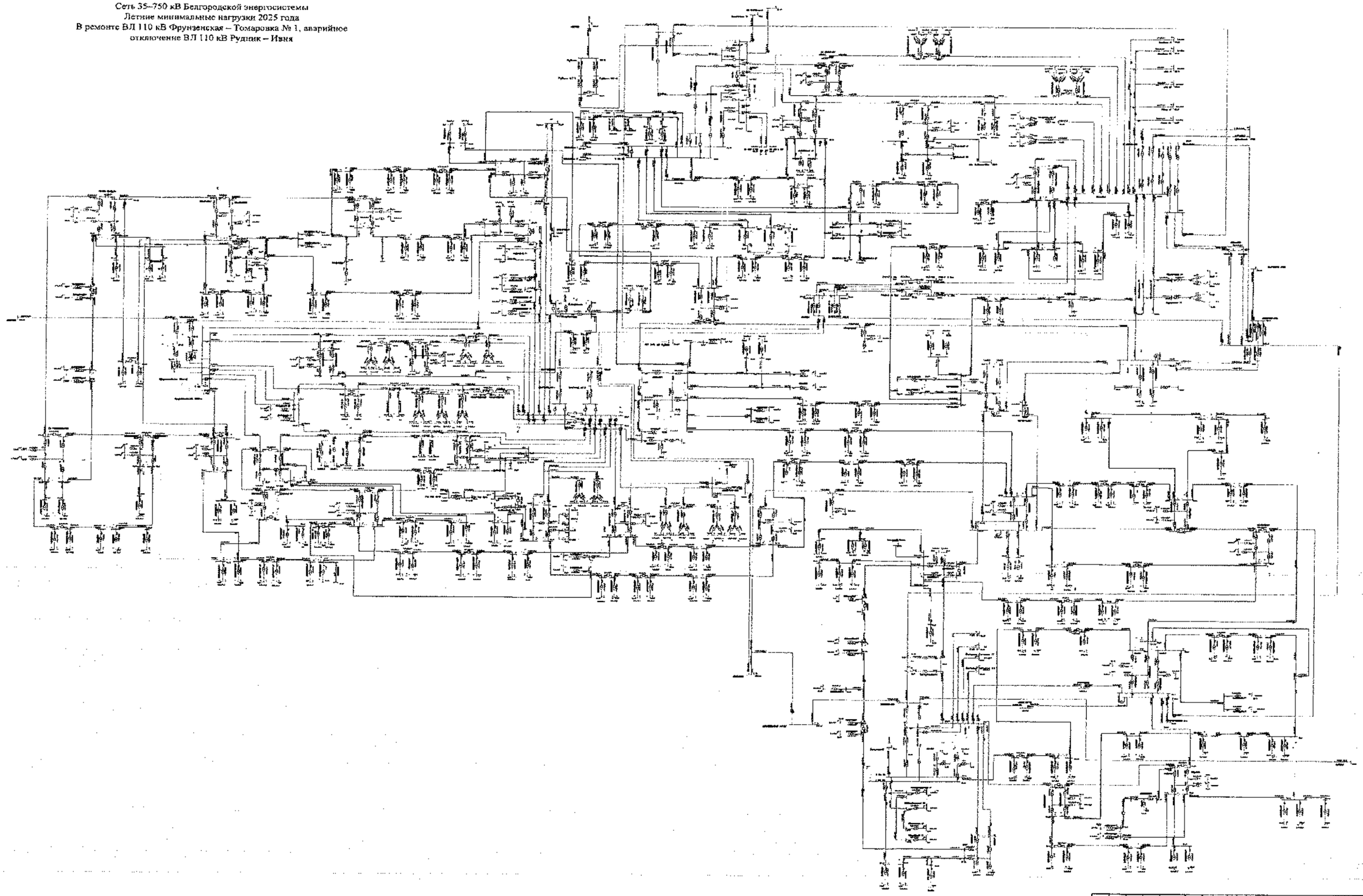
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2024 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное
отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
С учетом отключения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Химзавод



								5150-СИТР		
								Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата					
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на питающей подстанции 2021-2029 годы	Стадия	Лист	Листов	
Проверил							Р			
Н. контр.										
ГИП										
Утвердил						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Зимний максимальный нагрузки 2024 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»			

Схема 259

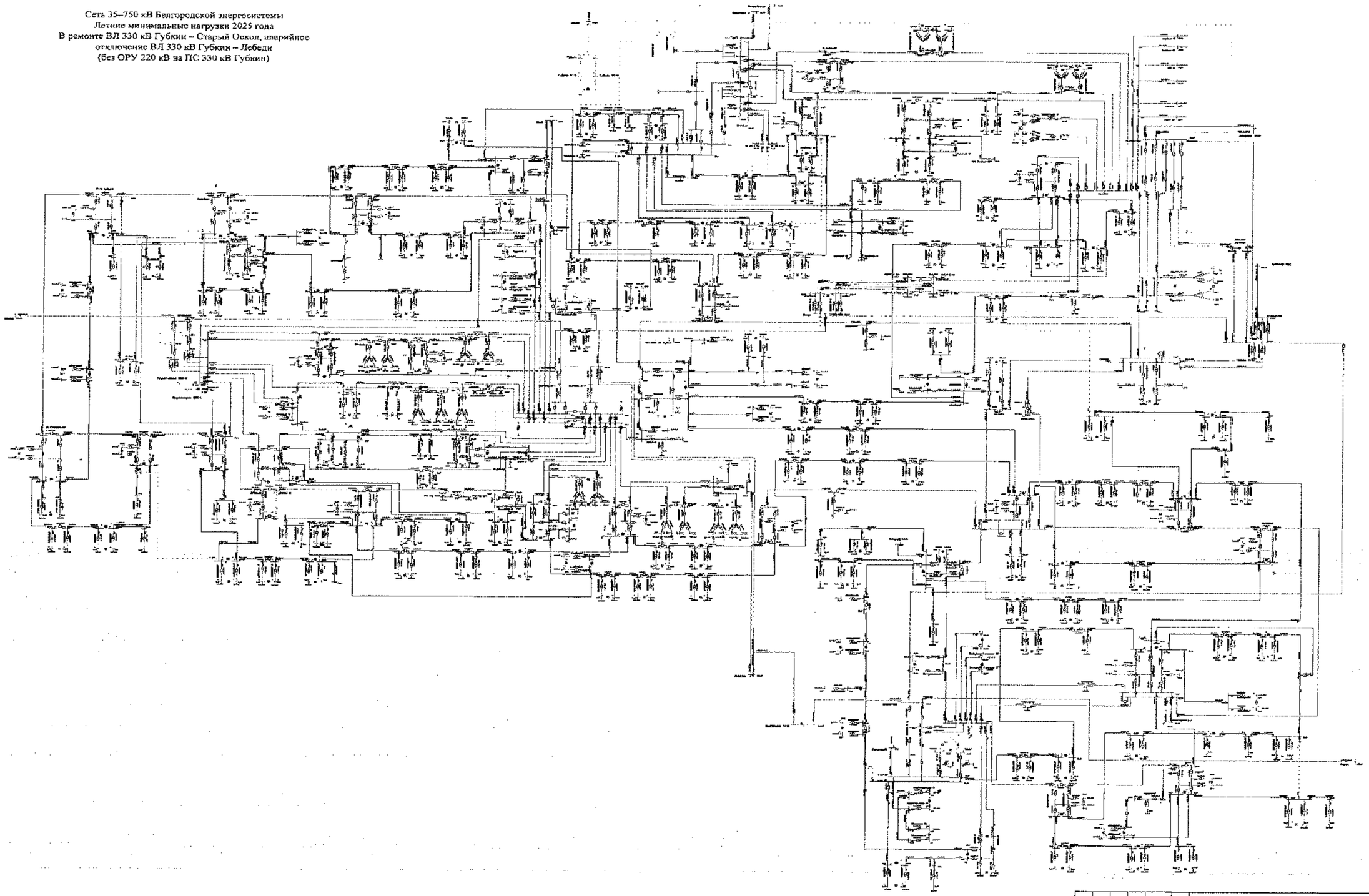
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработал						Белгородская область			
Проверил						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на отчетный период 2023-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Н. контр.							И		
ГИП						В филиале ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня Летние минимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 260

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



3100-ОИР

Белгородская область

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал					
Проверил					
Н. контр.					
ГИП					
Руководитель					

Схемы развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы

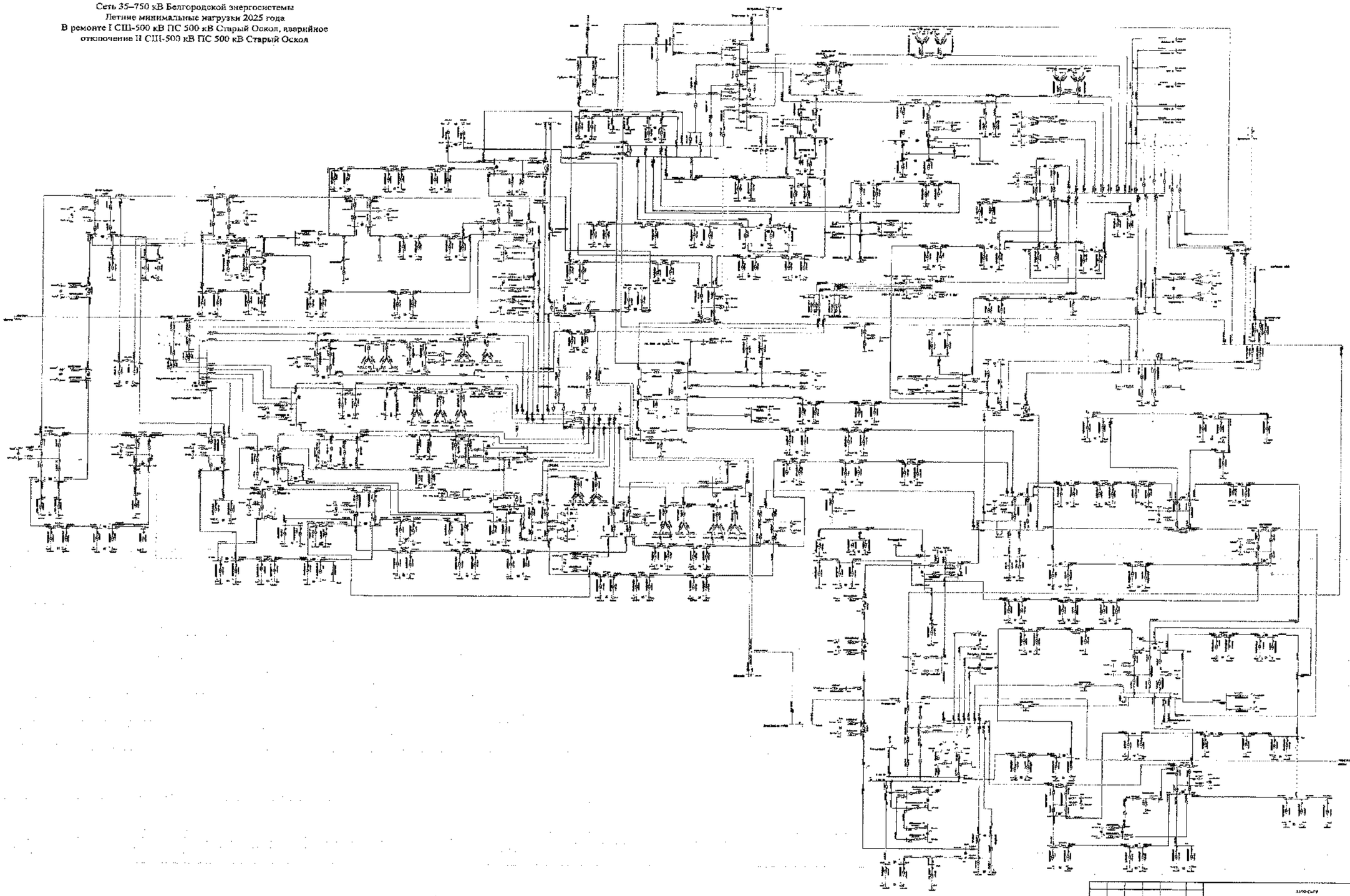
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин) Летний минимальный режим 2025 года

Стадия	Лист	Листов
П		

УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»

Схема 261

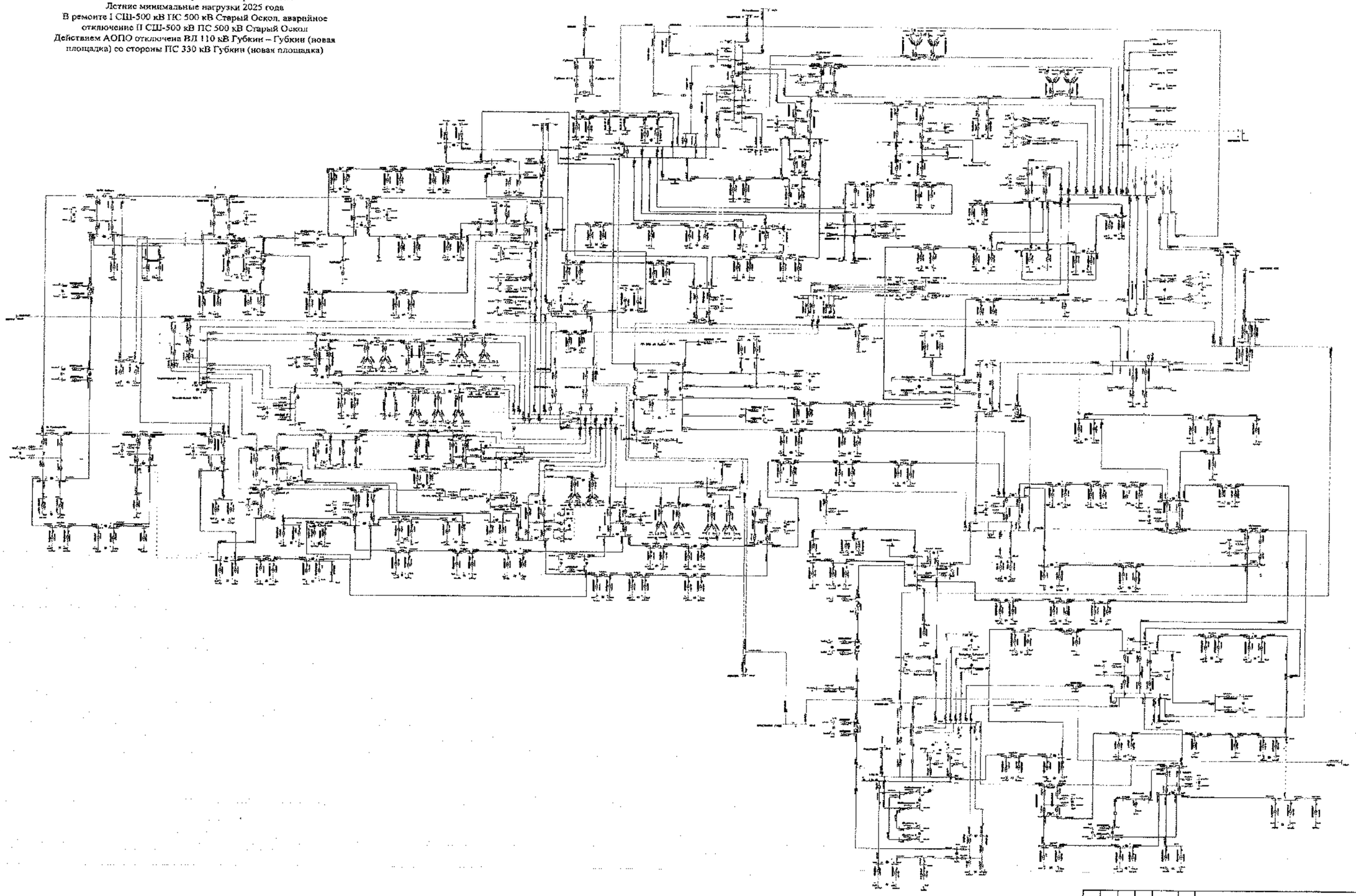
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



						АО «СО ЕЭС»			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработано						Сводная программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочную перспективу 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол.			
Утвердил						Летние минимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		

Схема 262

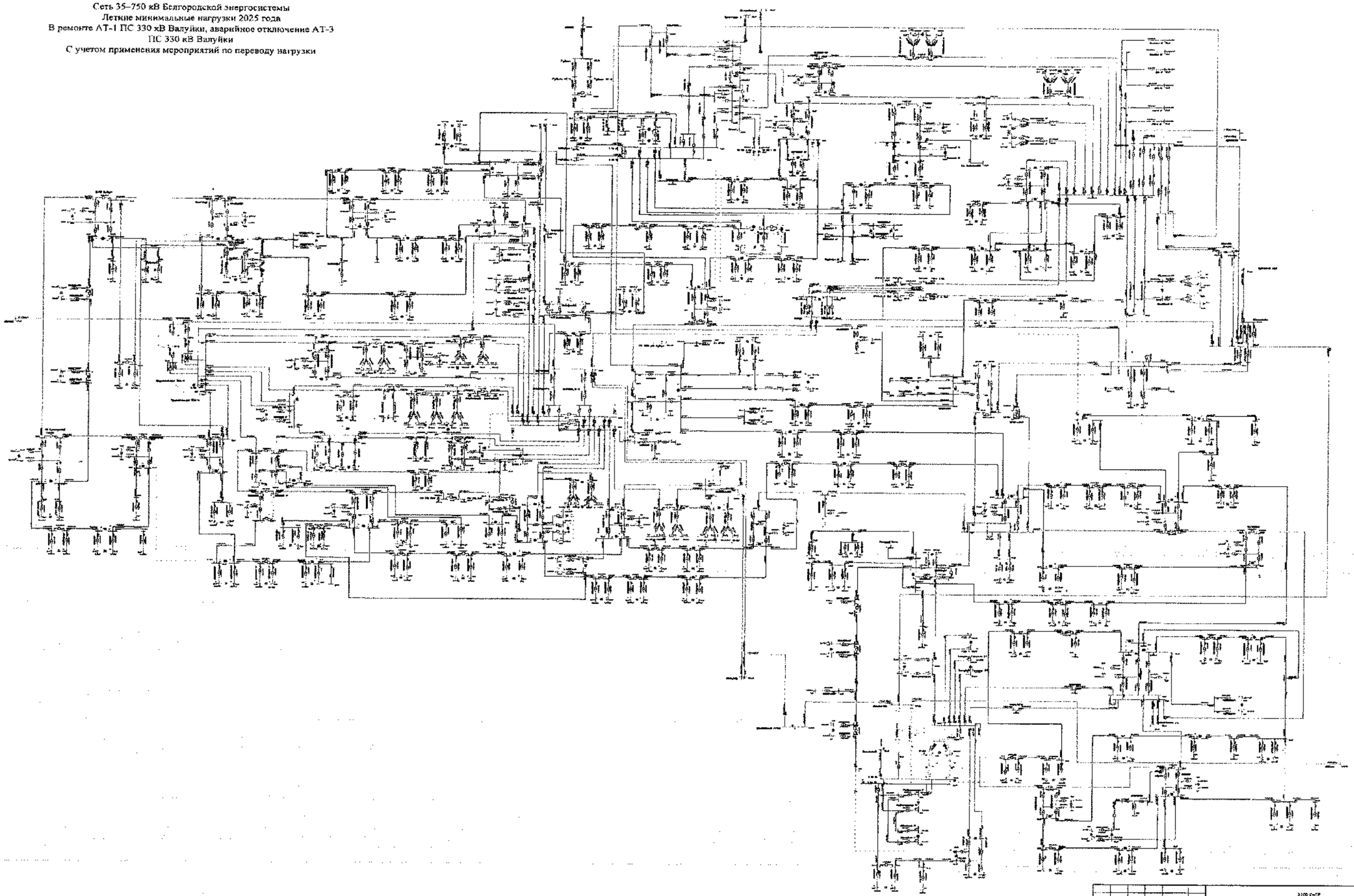
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3.500-СнОР		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата		Белгородская область		
Разработал						Схемы и прогнозы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (плохая работа АОПО). Летние минимальные нагрузки 2025 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 263

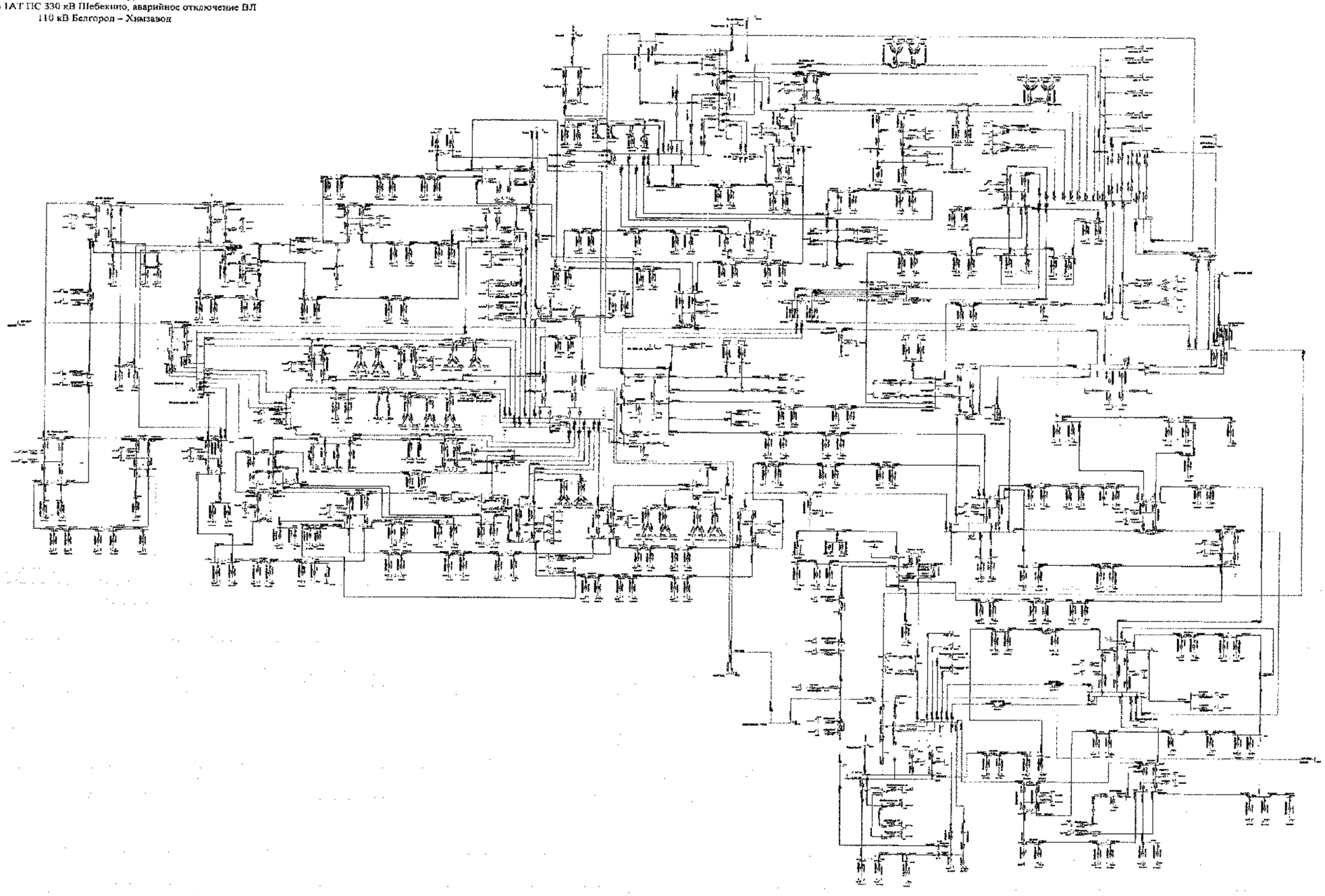
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3200 СиПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на начальный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП									
Утверждение						Фрагмент АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние минимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгенерго»		

Схема 264

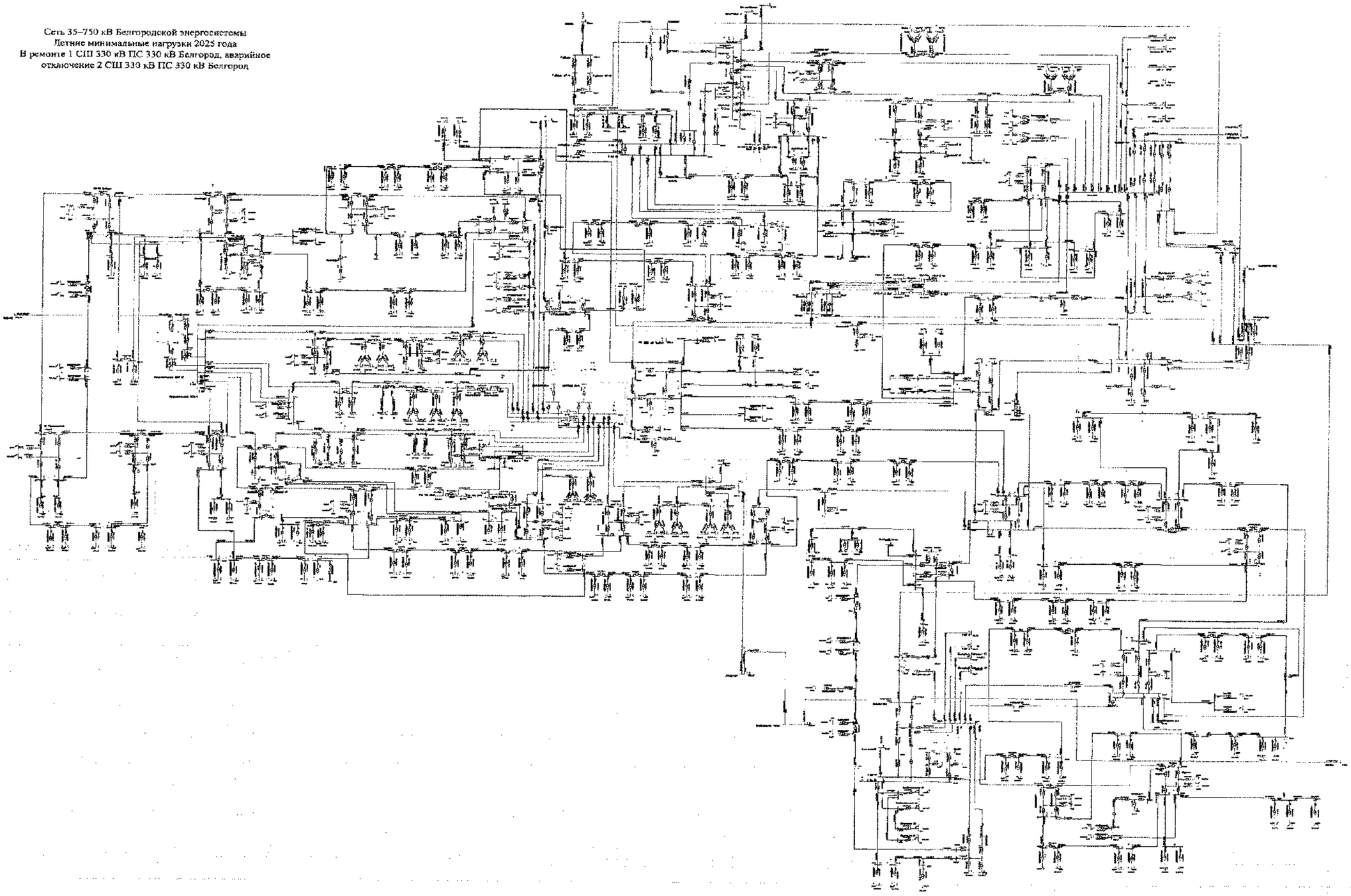
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							2100-СЧТР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Сетка и прогнозы развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период, 2011-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Я		
Гл. инж. проекта									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод Летние минимальные нагрузки 2025 года	ИЗР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 265

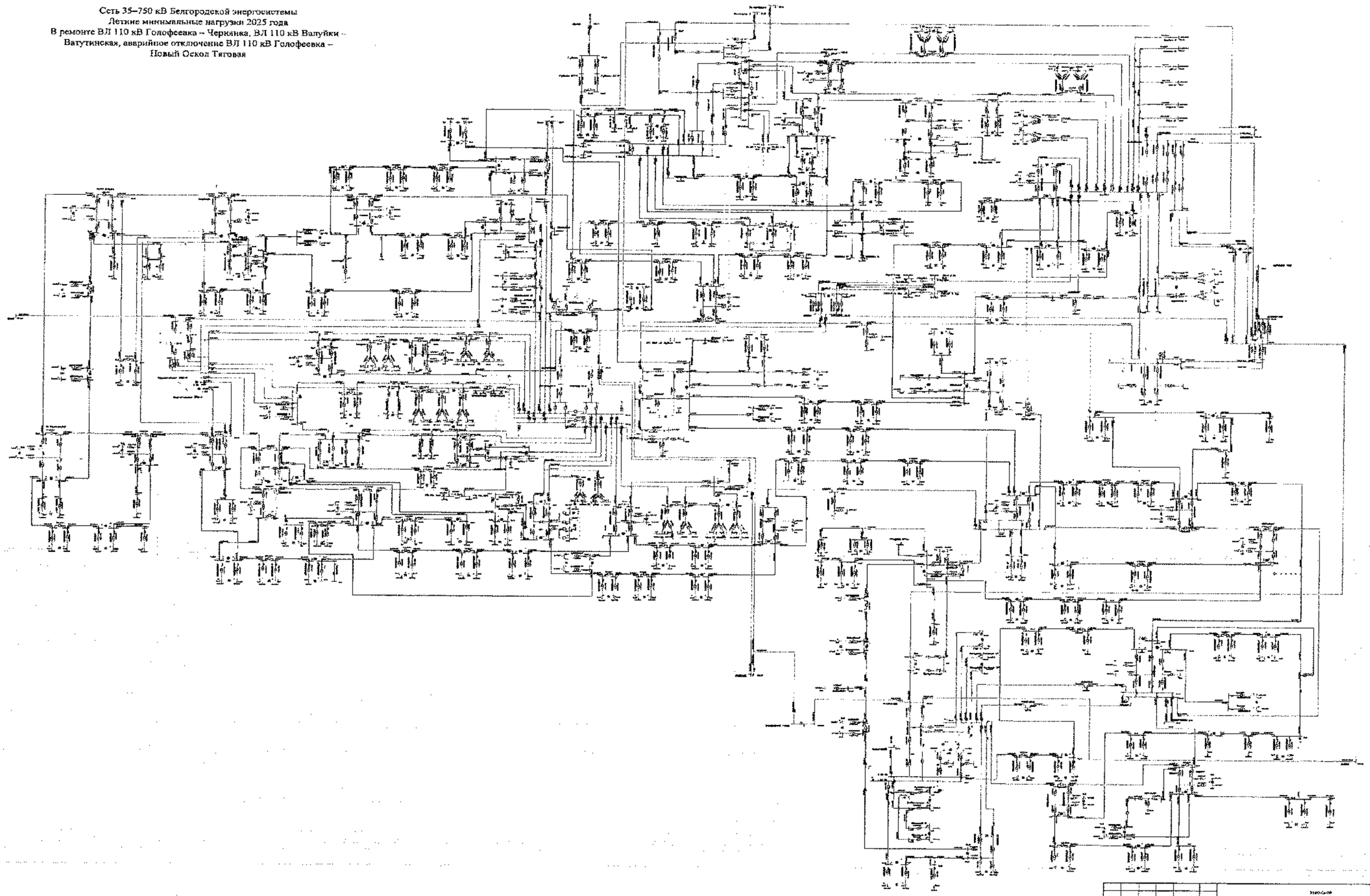
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



						11109-СМТР			
						Белгородская область			
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и развитие основной электросетевой сети Белгородской области на летний период 2011-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.						Фрагмент 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летний минимальный режим 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утв.									
Руководитель									

Схема 266

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая



							Энергосистема		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2025 года	УГР Энергосистемы ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 267

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки

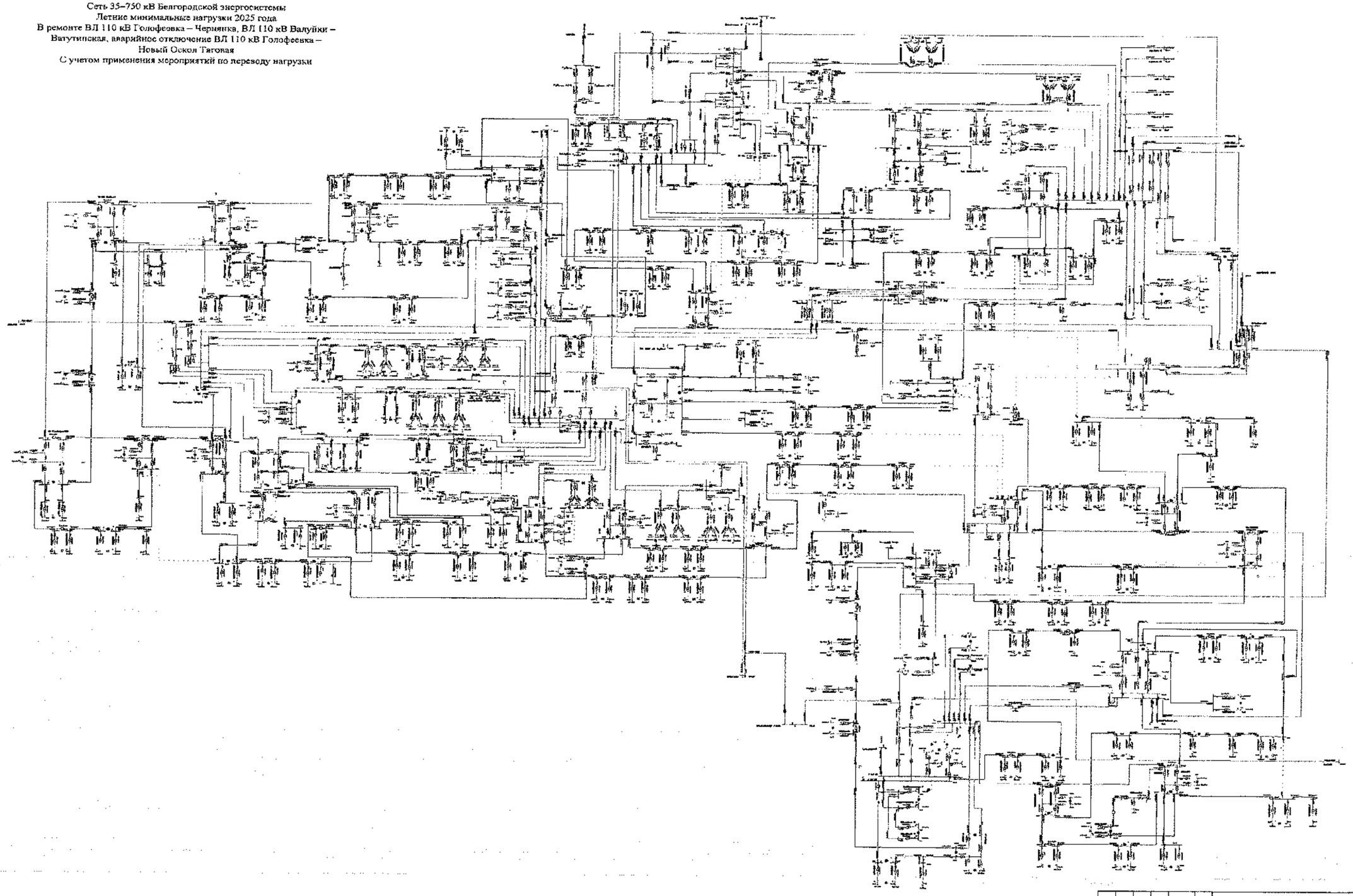
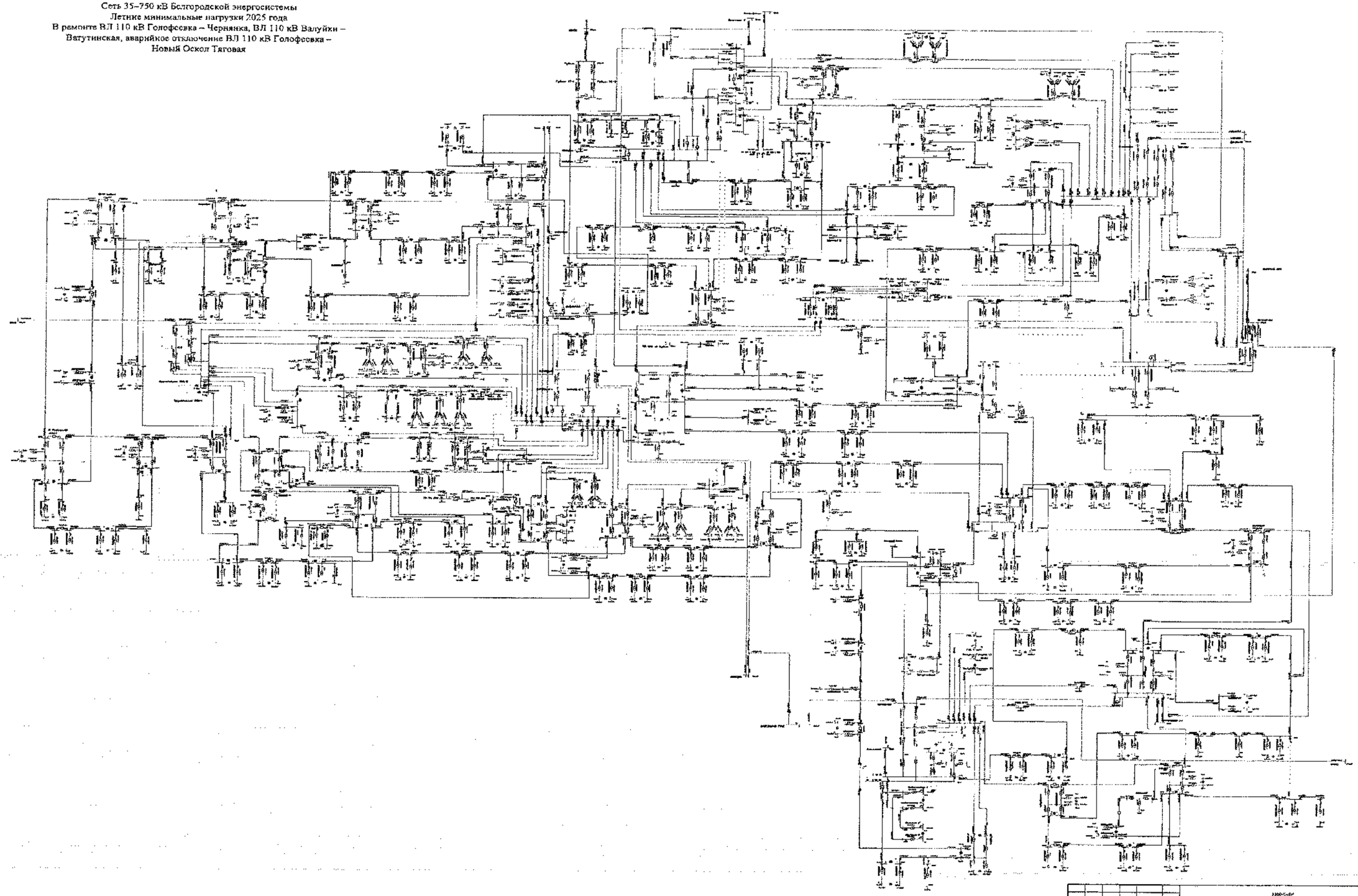


Схема 268

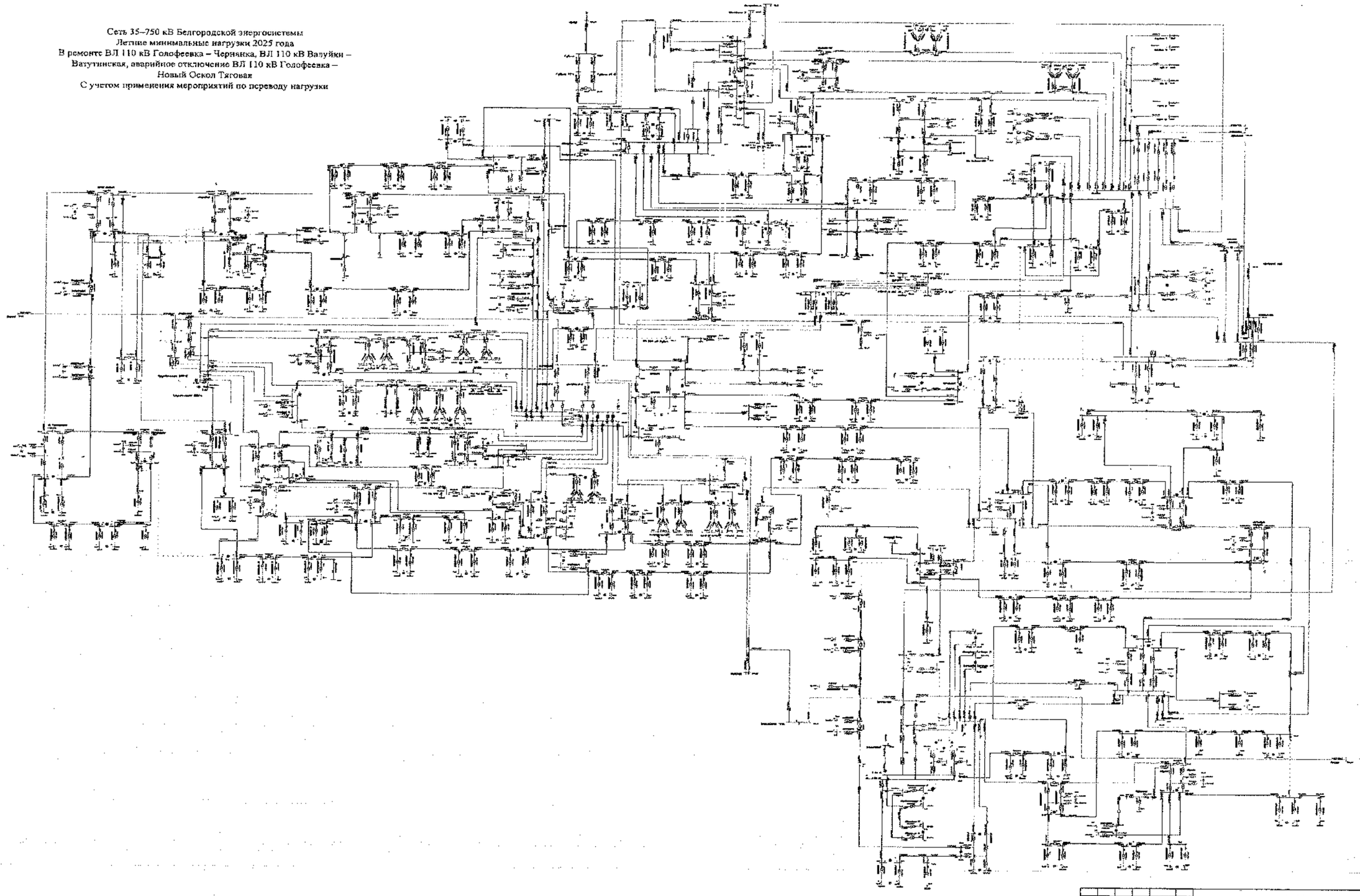
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	3300-СибР	
Разработал						Белгородская область	
Проверил						Сетевая программа развития электросетевого комплекса Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия: П; Лист; Листов
Н. контр.						Архивная ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 330 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»
ГИП							
Утвердил							

Схема 269

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							1500-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработана						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы.	Стадия	Лист	Листов
Проверена							П		
Н. контр.						Фрагмент ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 220 кВ Ватутинская – Валуйки, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние минимальные нагрузки 2025 года	УЭР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Утверждена									

Схема 270

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол

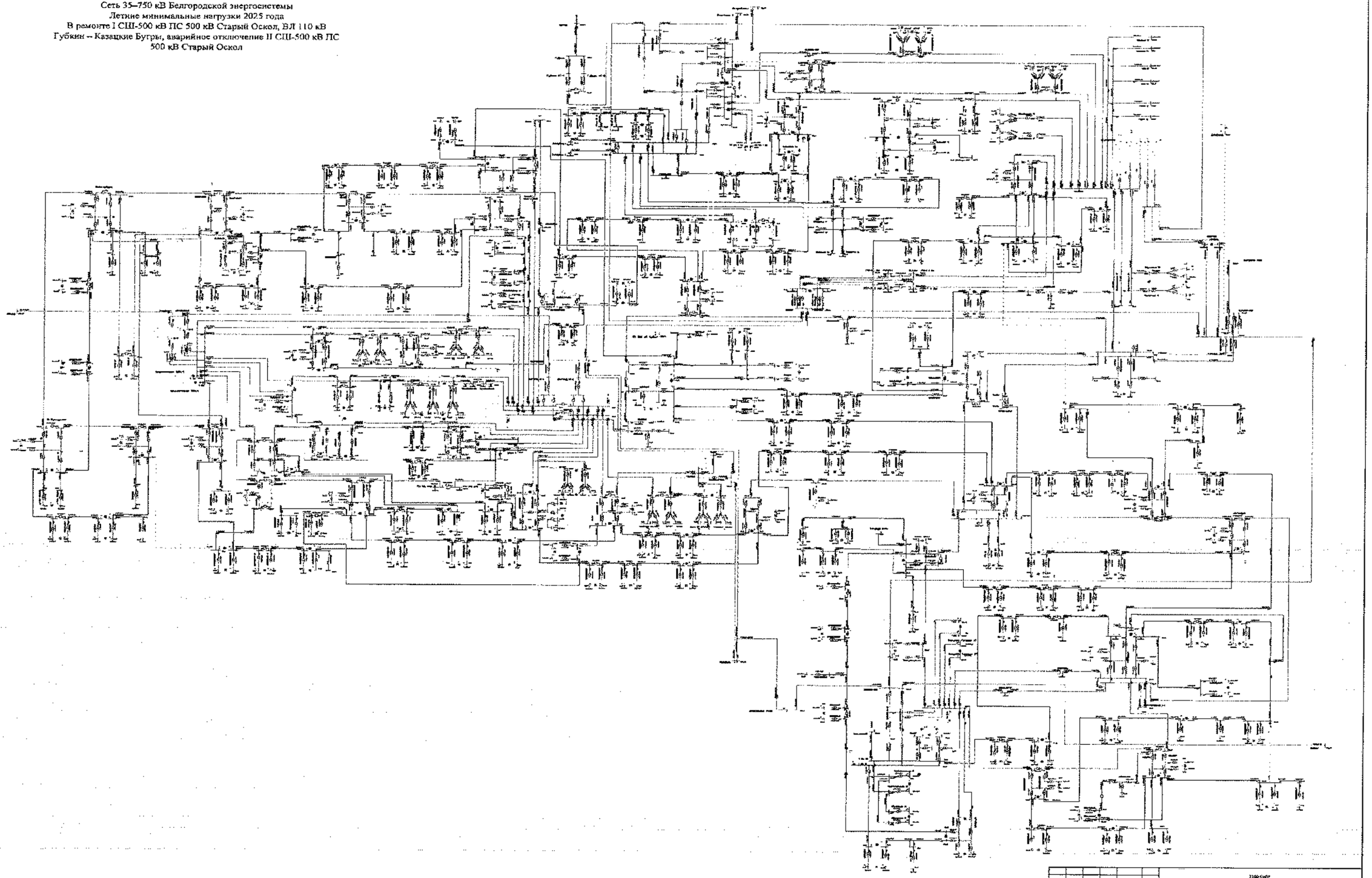
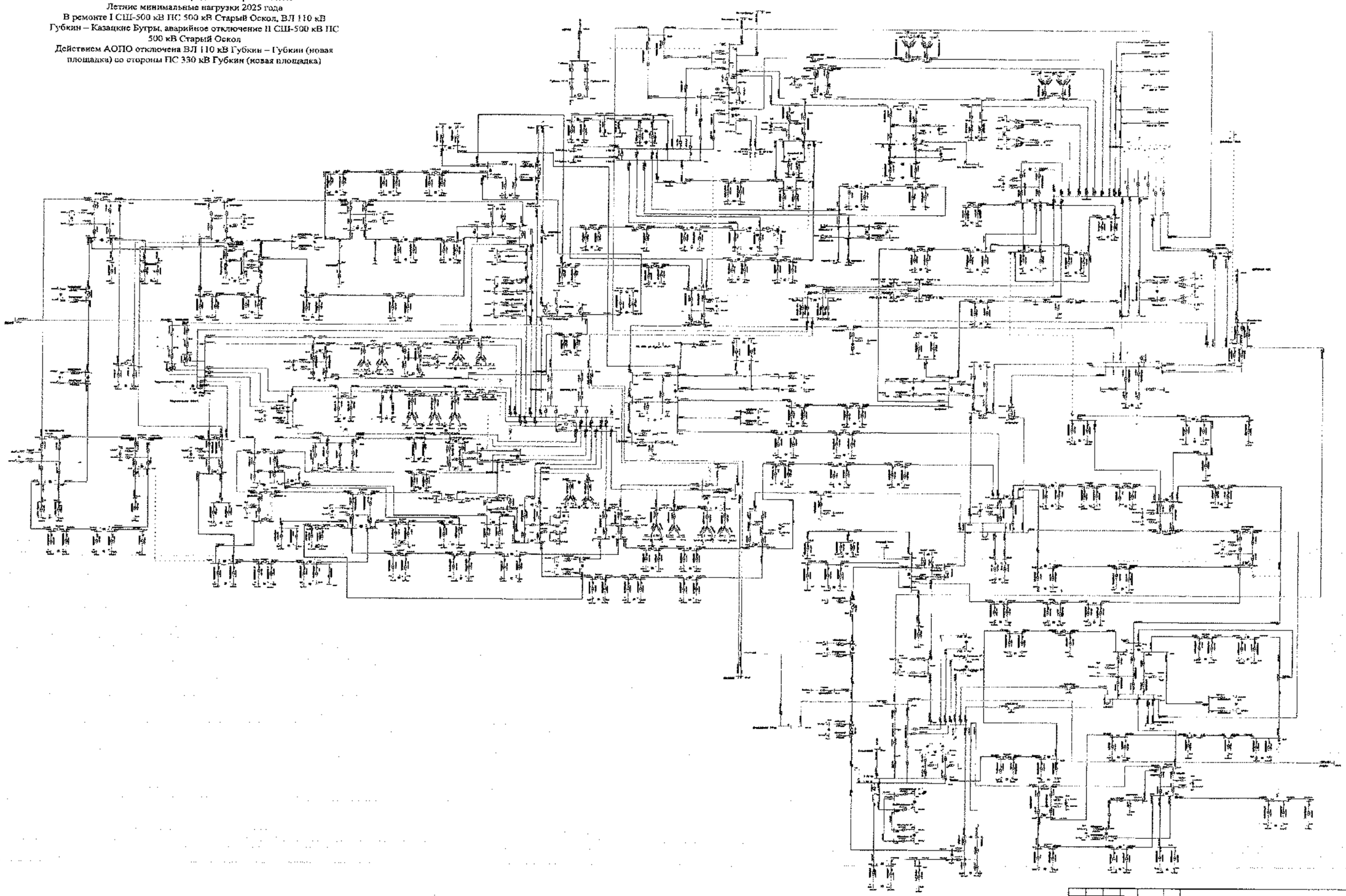


Схема 271

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



Изм.	Кол.	Лист	N	Подпись	Дата				
Разработана									
Проверена									
Н. контр.									
ГИП									
Утверждена									

Белгородская область

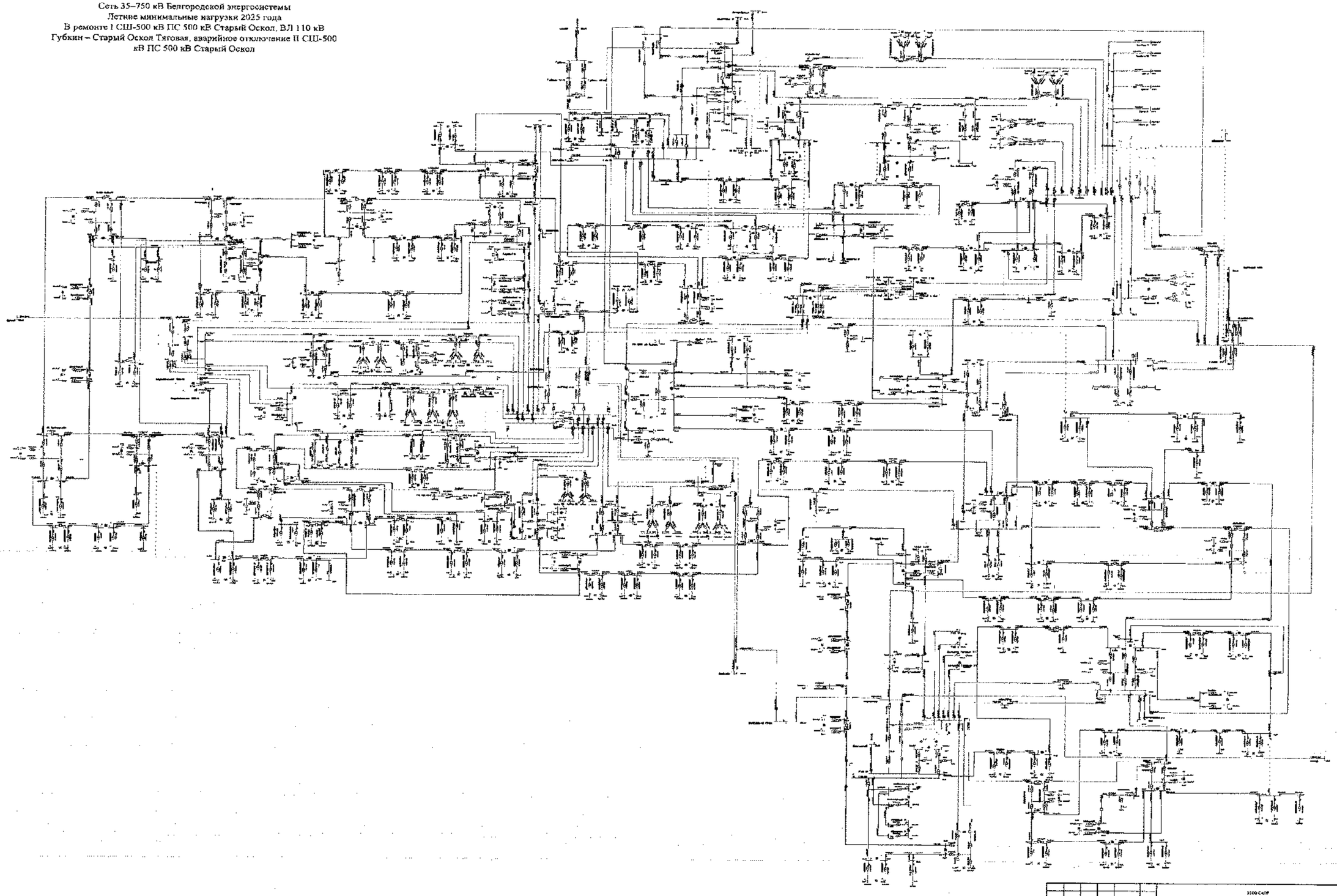
Схема и показатели развития электрических сетей Белгородской области на «летний» период 2021-2025 годы

Стадия: П | Лист | Листов

Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородские сети»

Схема 272

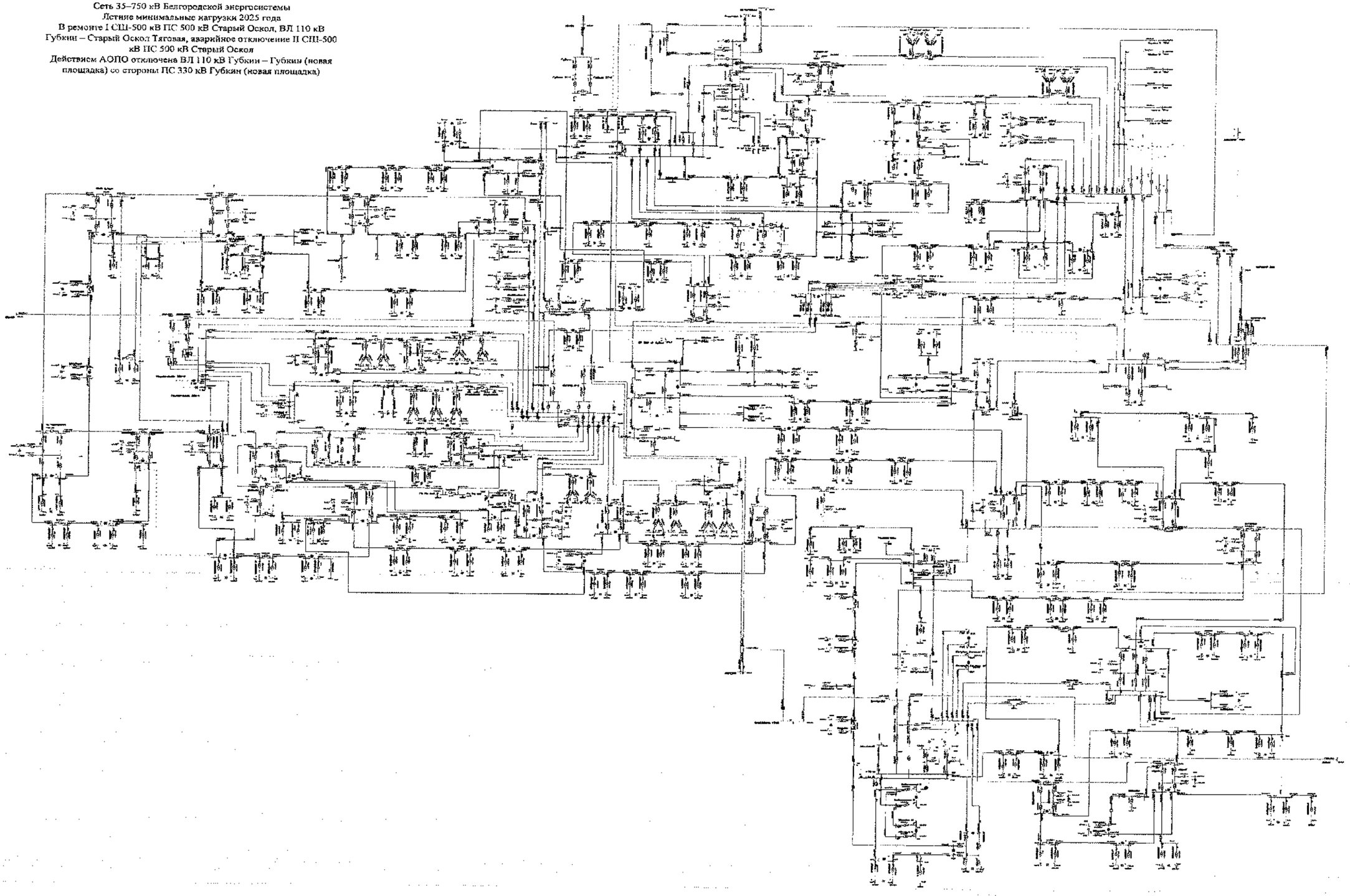
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500
кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							ООО СКФР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электрических сетей Белгородской энергосистемы на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние минимальные нагрузки 2025 года	ИТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 272

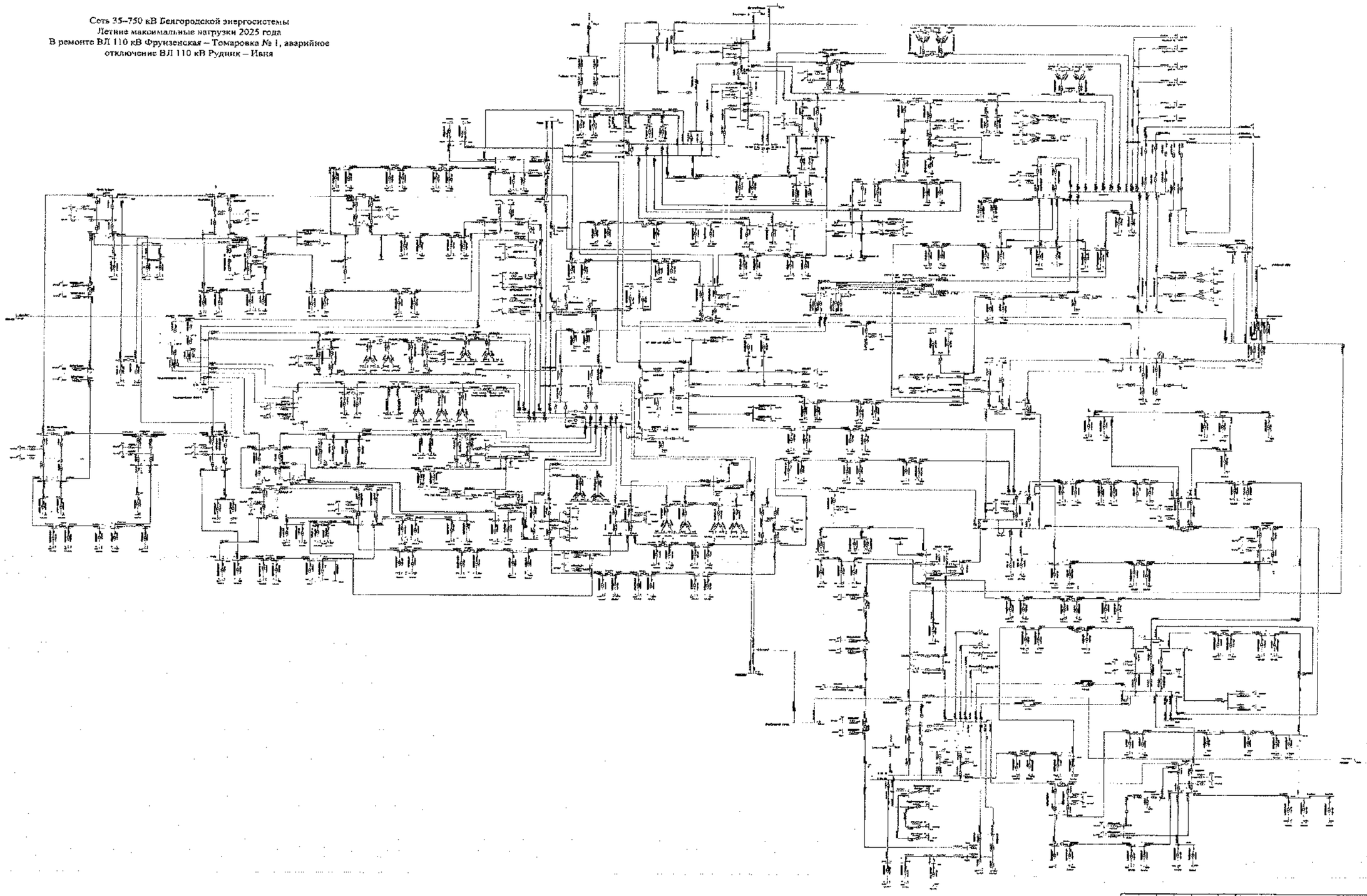
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3500 СИПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N0	Подпись	Дата				
Разработчик						Схема и перспективы развития электрических сетей Белгородской области на долгосрочный период 2023-2029 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Летние минимальные нагрузки 2025 года	УТВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждение									

Схема 274

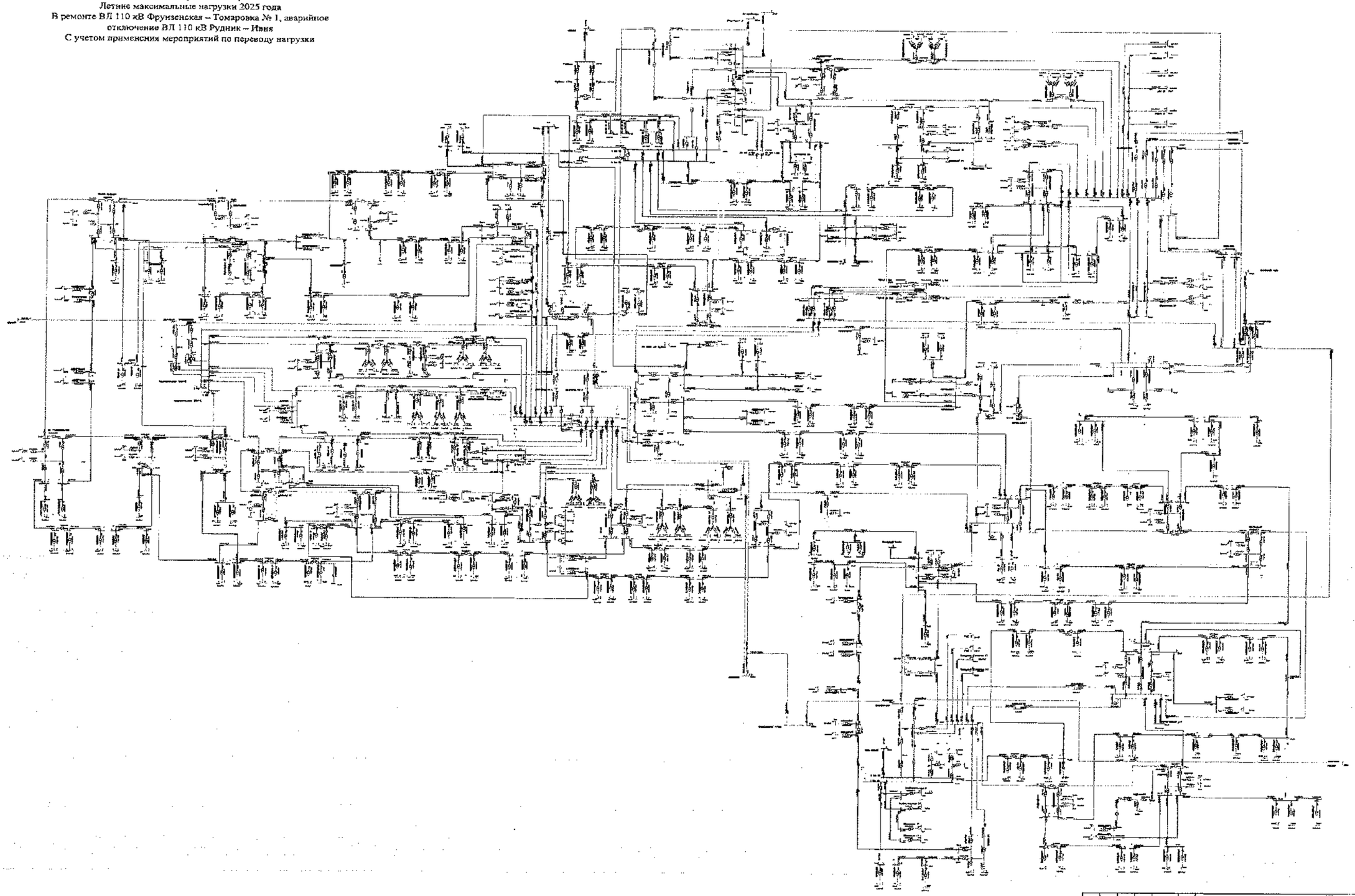
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня



							3100-СибР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал							Р		
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 275

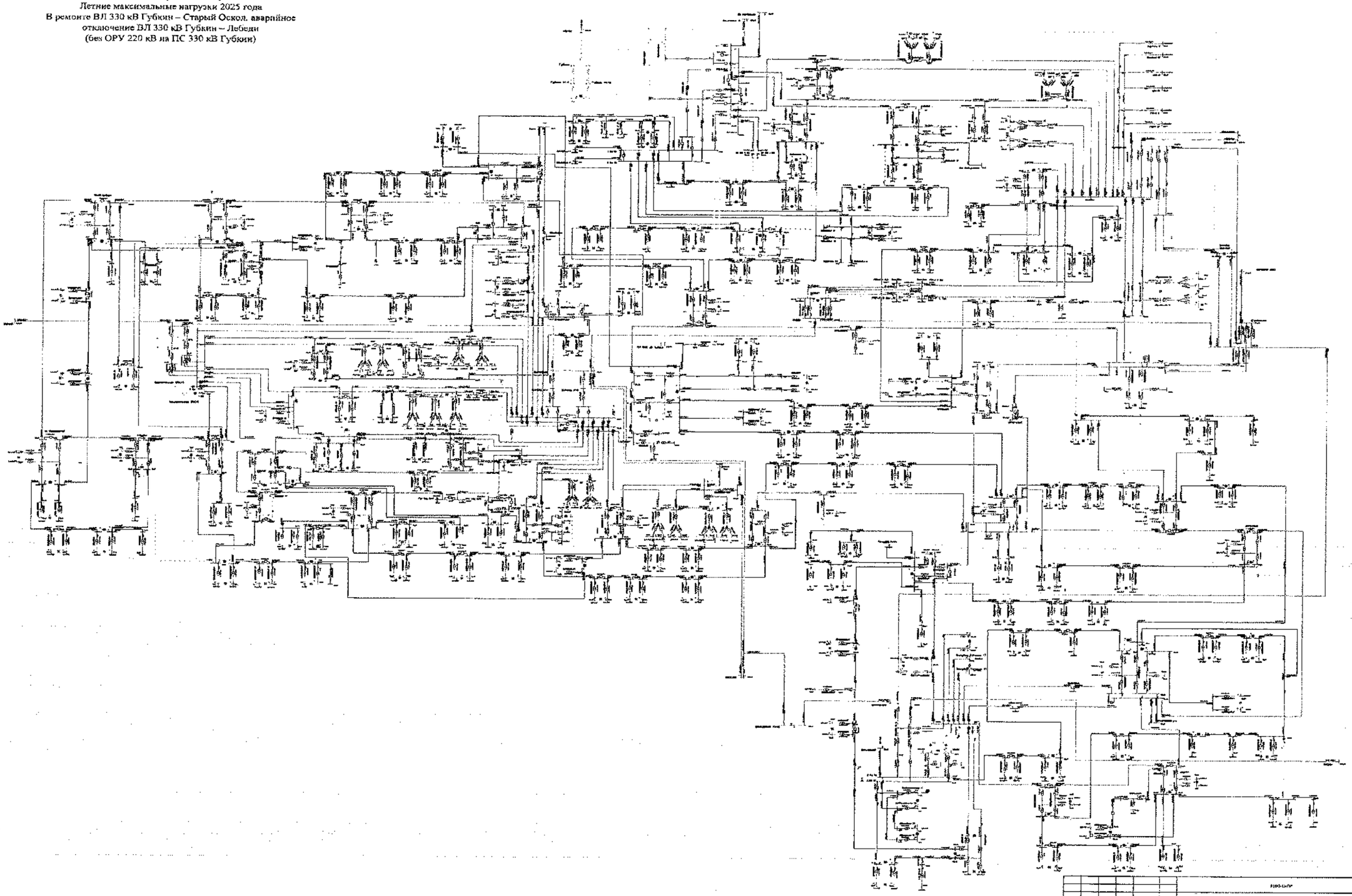
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							Этап СиПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал							Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								П		
Н. контр.										
ГИП							В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»	
Руководитель									

Схема 276

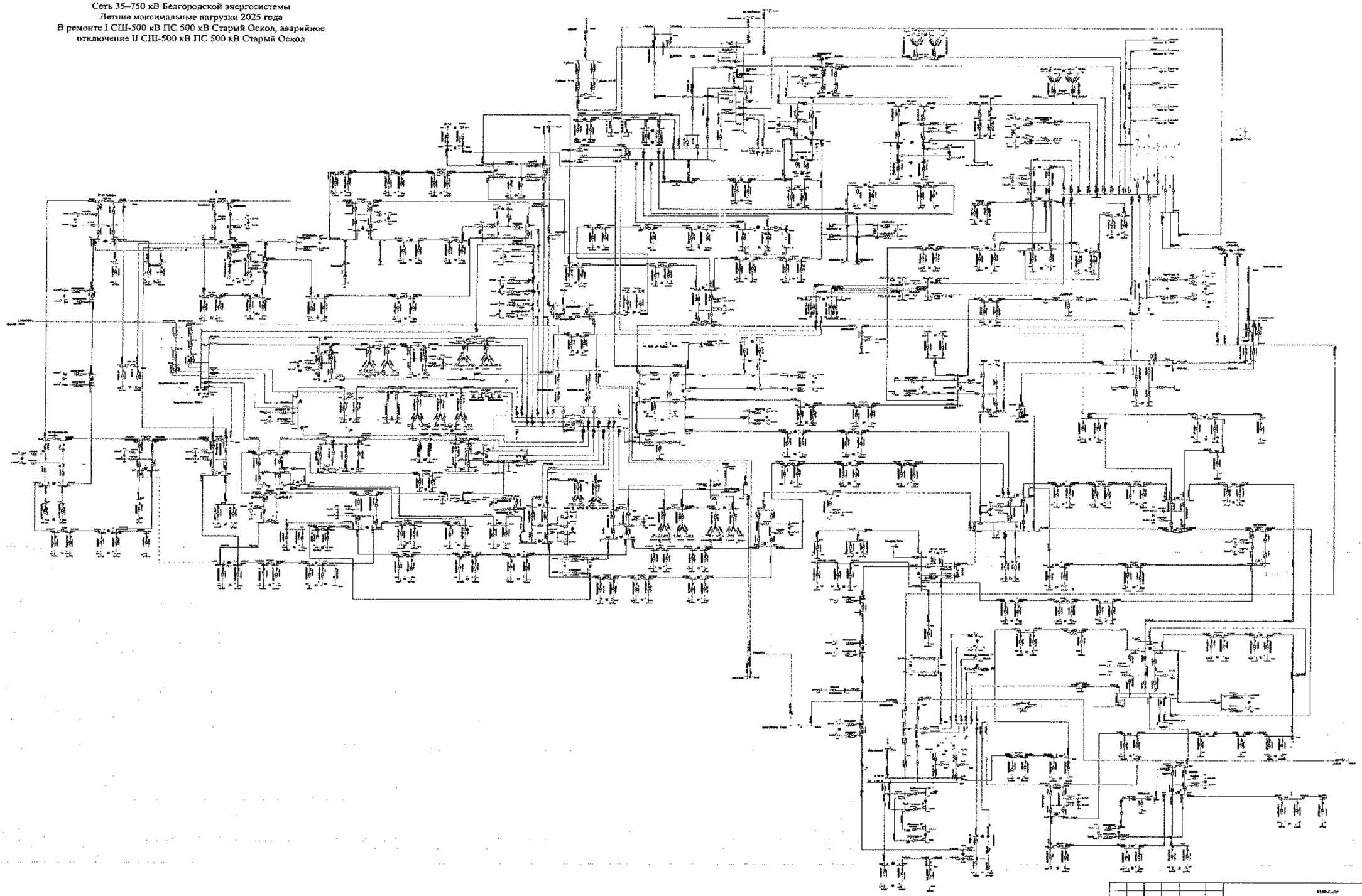
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							АО «СО ЕЭС»
							Белгородская область
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата	Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия / Лист / Листов: Р / /
Разработал							
Проверил							
Н. контр.							
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Летние максимальные нагрузки 2025 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»
Утвердил							

Схема 277

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							0100-С.ОПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата		Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на среднесрочную перспективу 2021 – 2026 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал								П		
Проверил							В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол Летние максимальные нагрузки 2025 года	УКР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгенергоремонт»		
Н. контр.										
ГИП										
Утверждил										

Схема 278

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

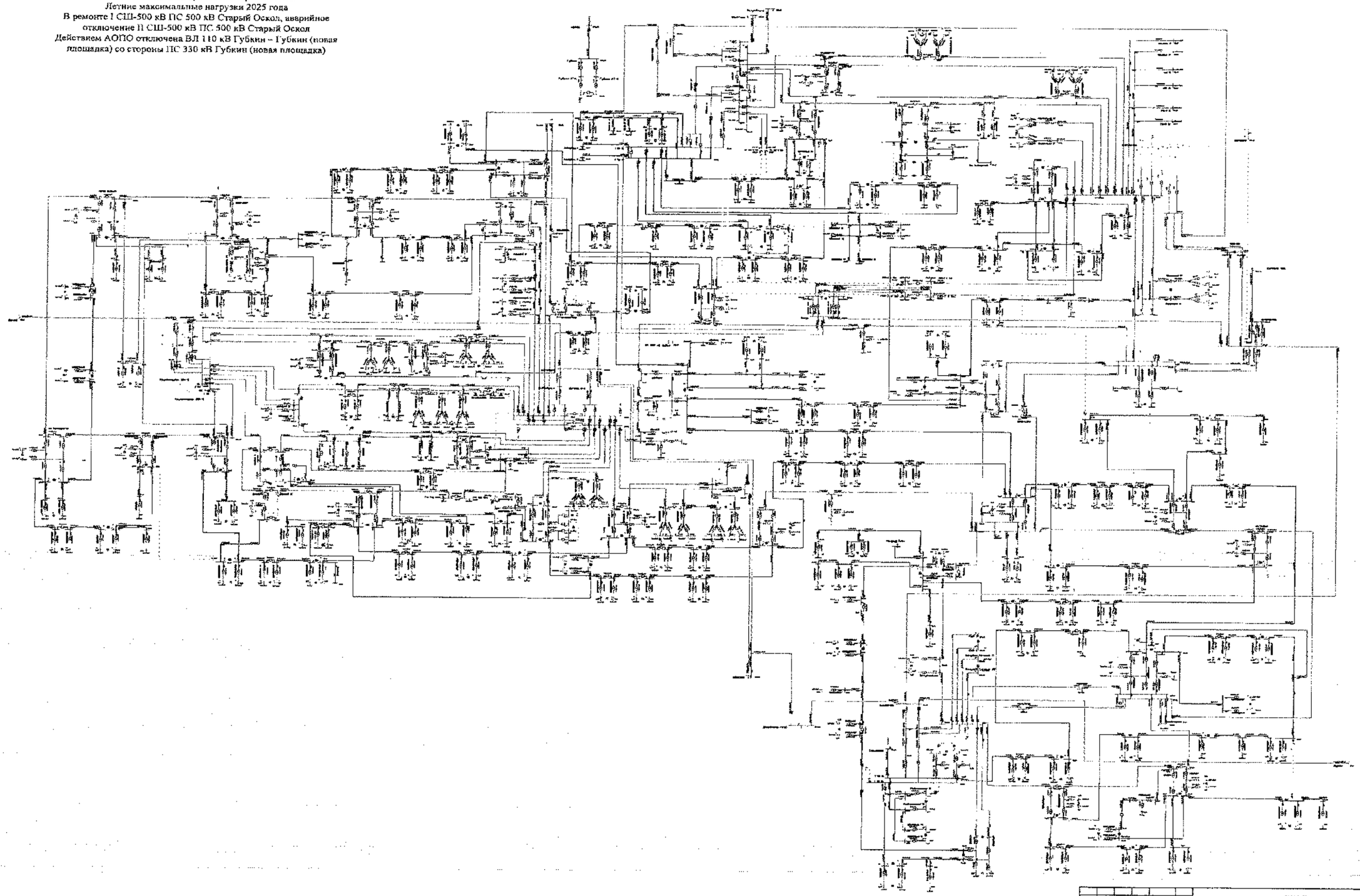
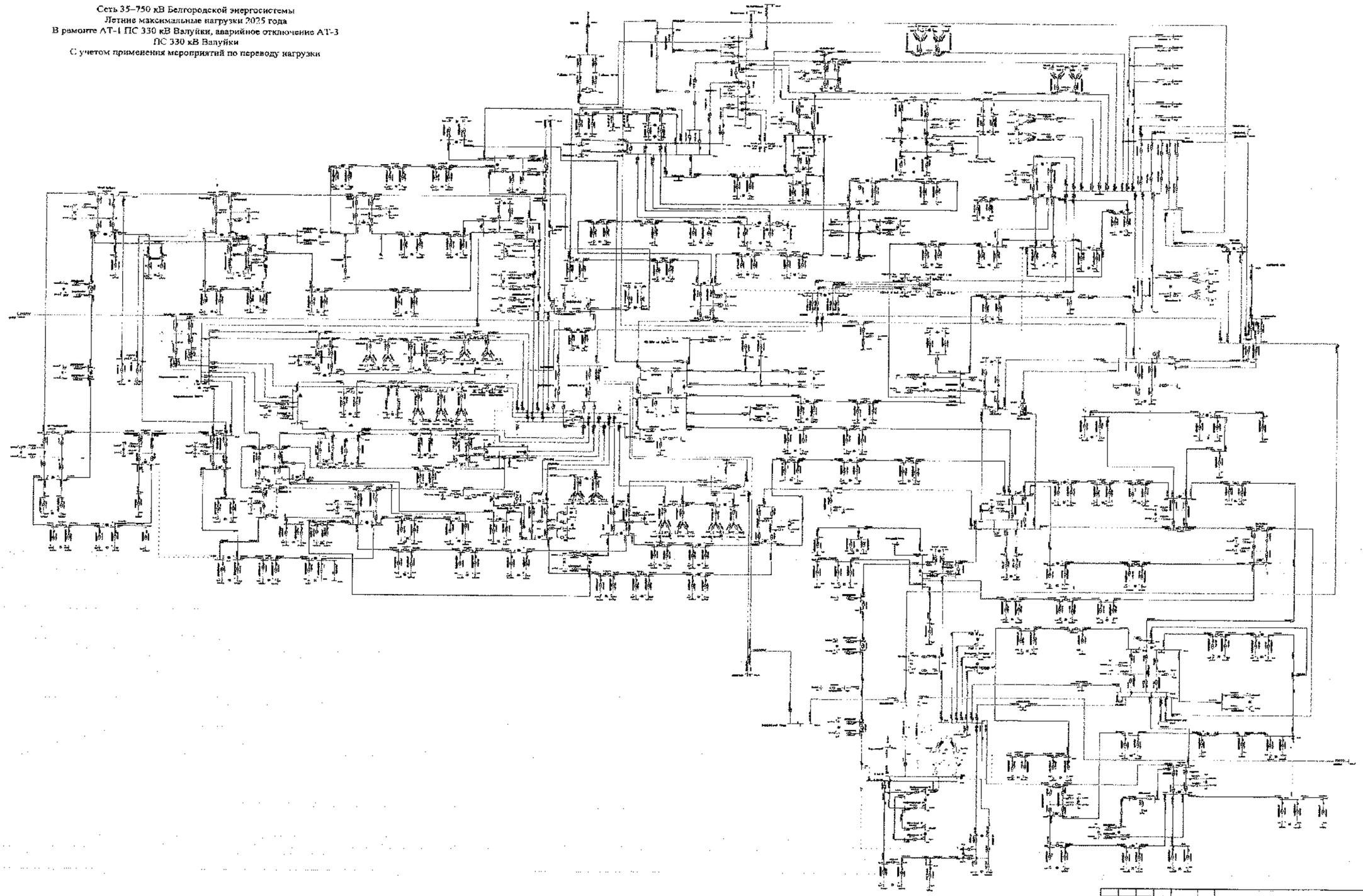


Схема 279

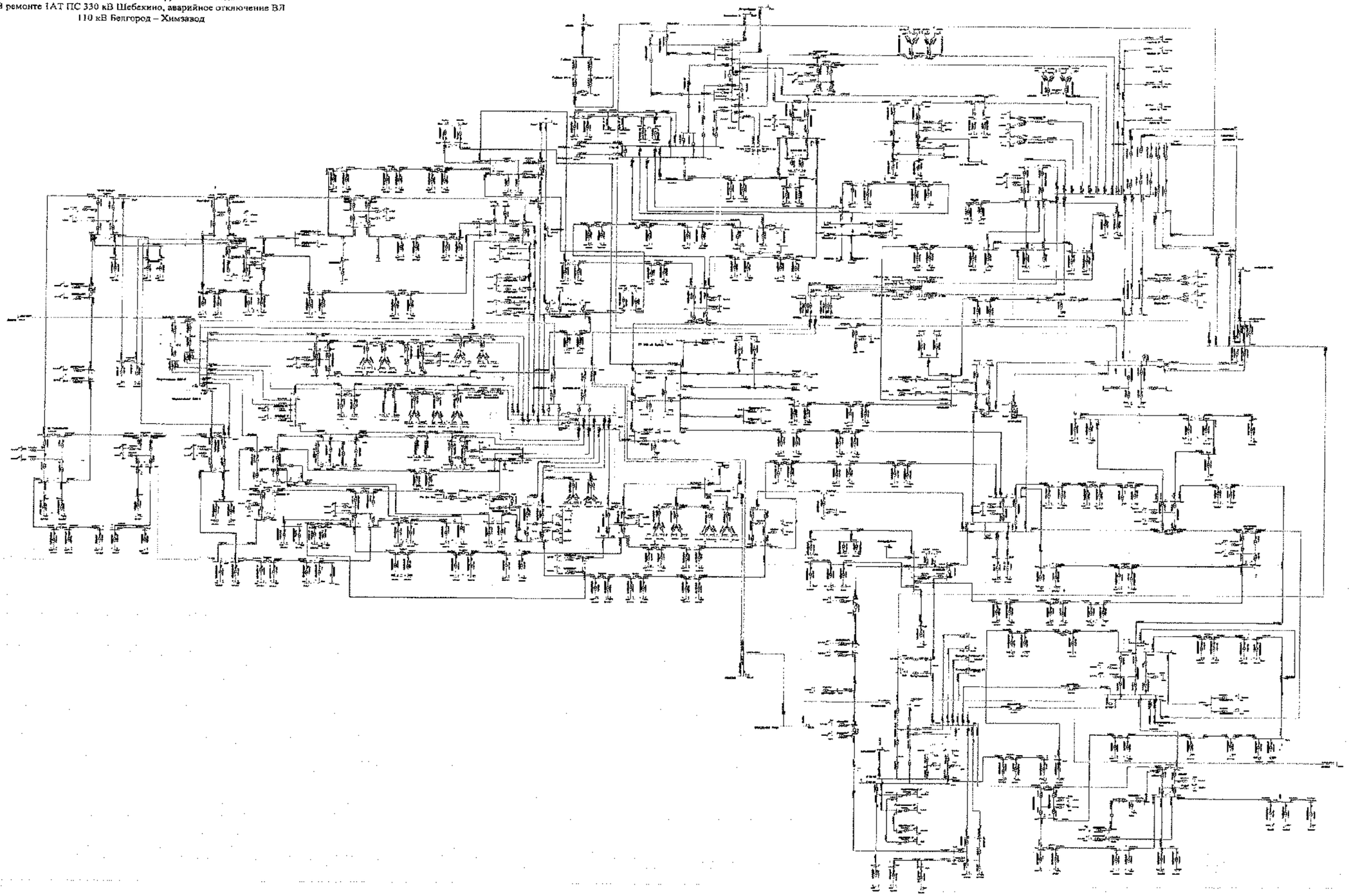
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							Корпорация		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал							Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								П		
Гл. инженер проекта										
ГИП							В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УПР Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Начальник отдела										

Схема 280

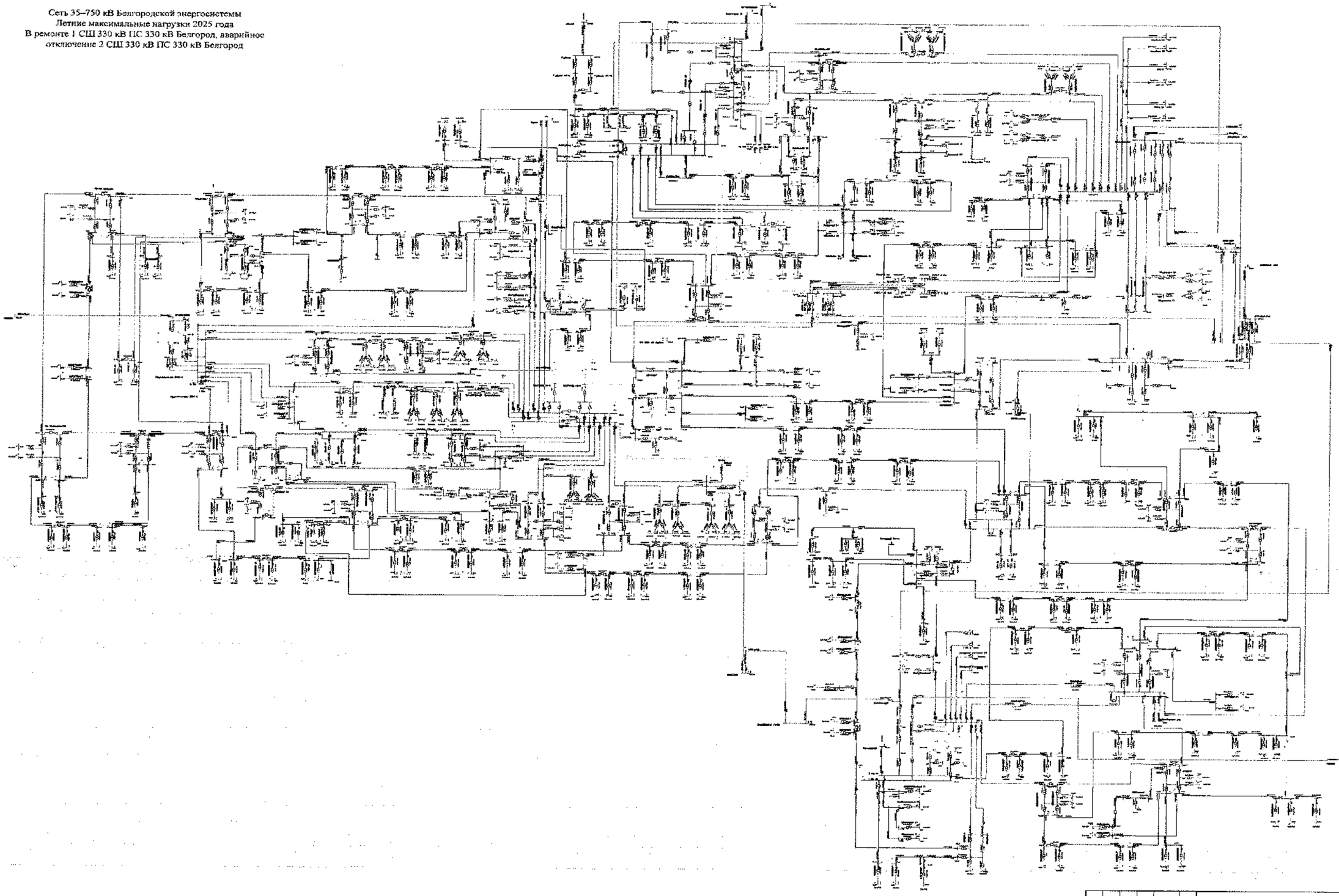
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							2020-СибР
							Белгородская область
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата		
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на летний период 2021-2025 годы	Стадия: П / Лист / Листов
Проверил							
Н. контр.							
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УЕР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»
Руководитель							

Схема 281

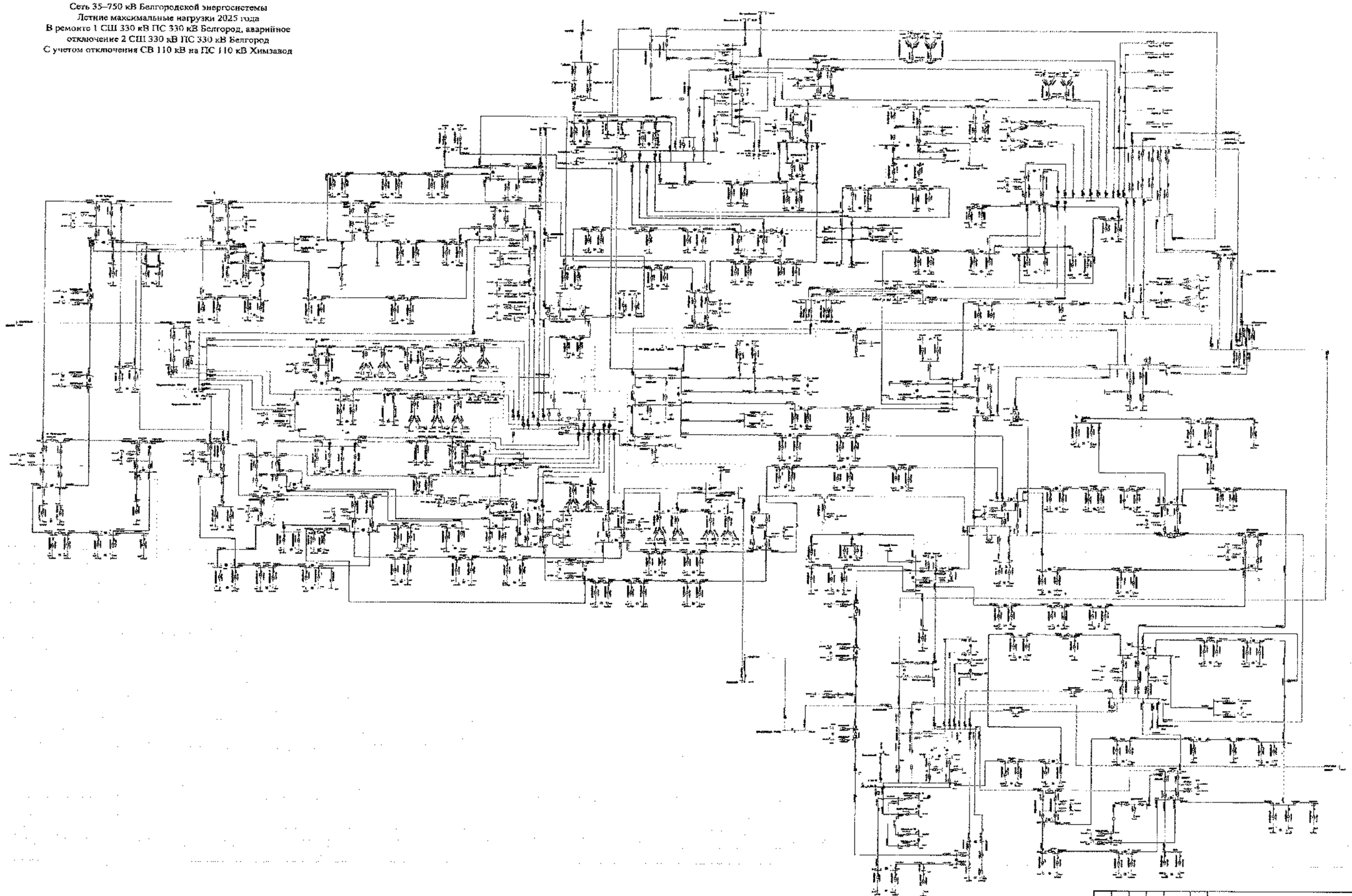
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							3180-СМР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Д		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 282

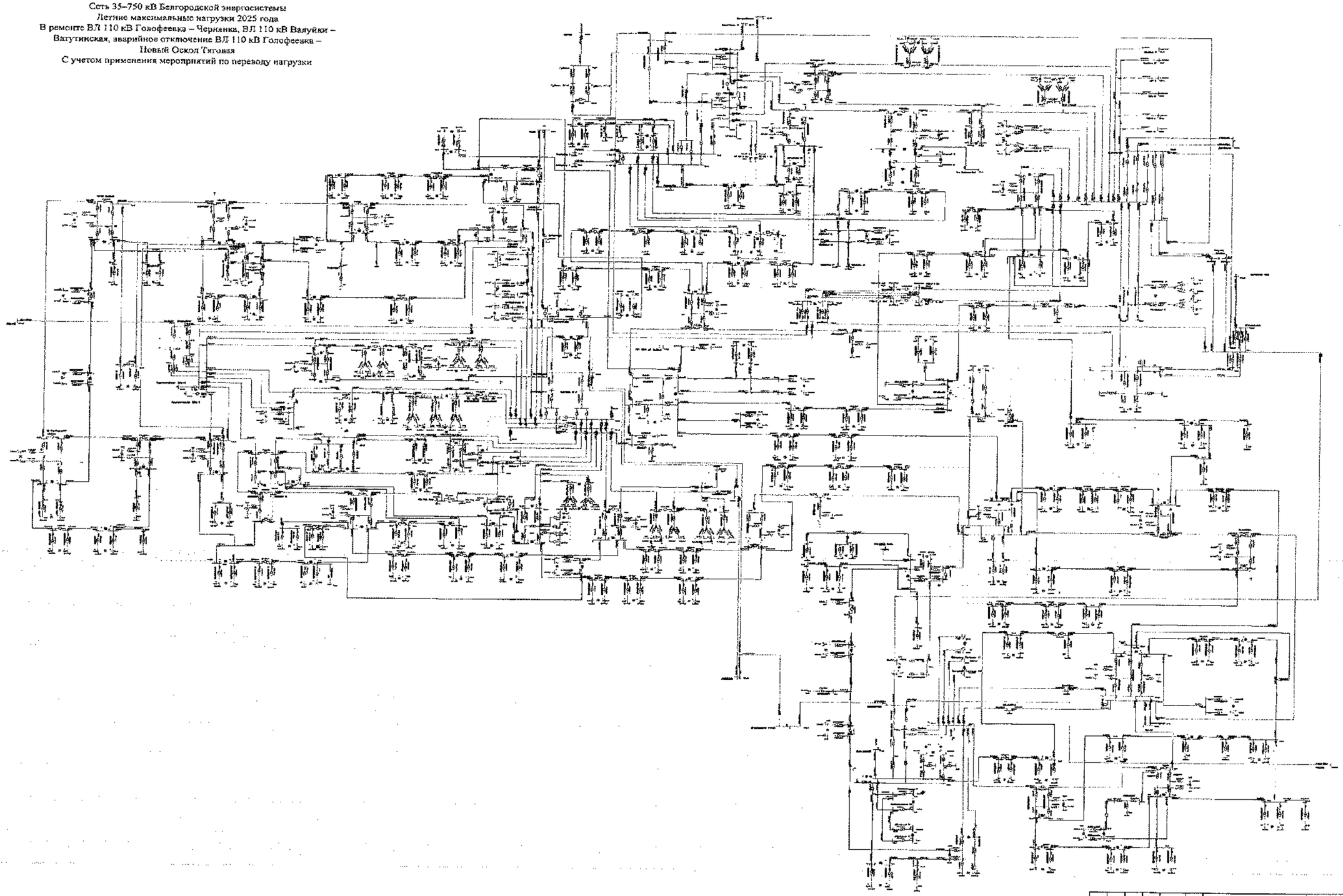
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное
отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород
С учетом отключения СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Химзавод



						1300 СаПР	
						Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N№	Подпись	Дата		
Разработал						Схема электрических соединений Белгородской объединенной энергосистемы 35-750 кВ (фрагмент)	Стадия: П; Лист; Листов:
Проверил							
Н. контр.							
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УГР Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»
Утверждил							

Схема 283

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



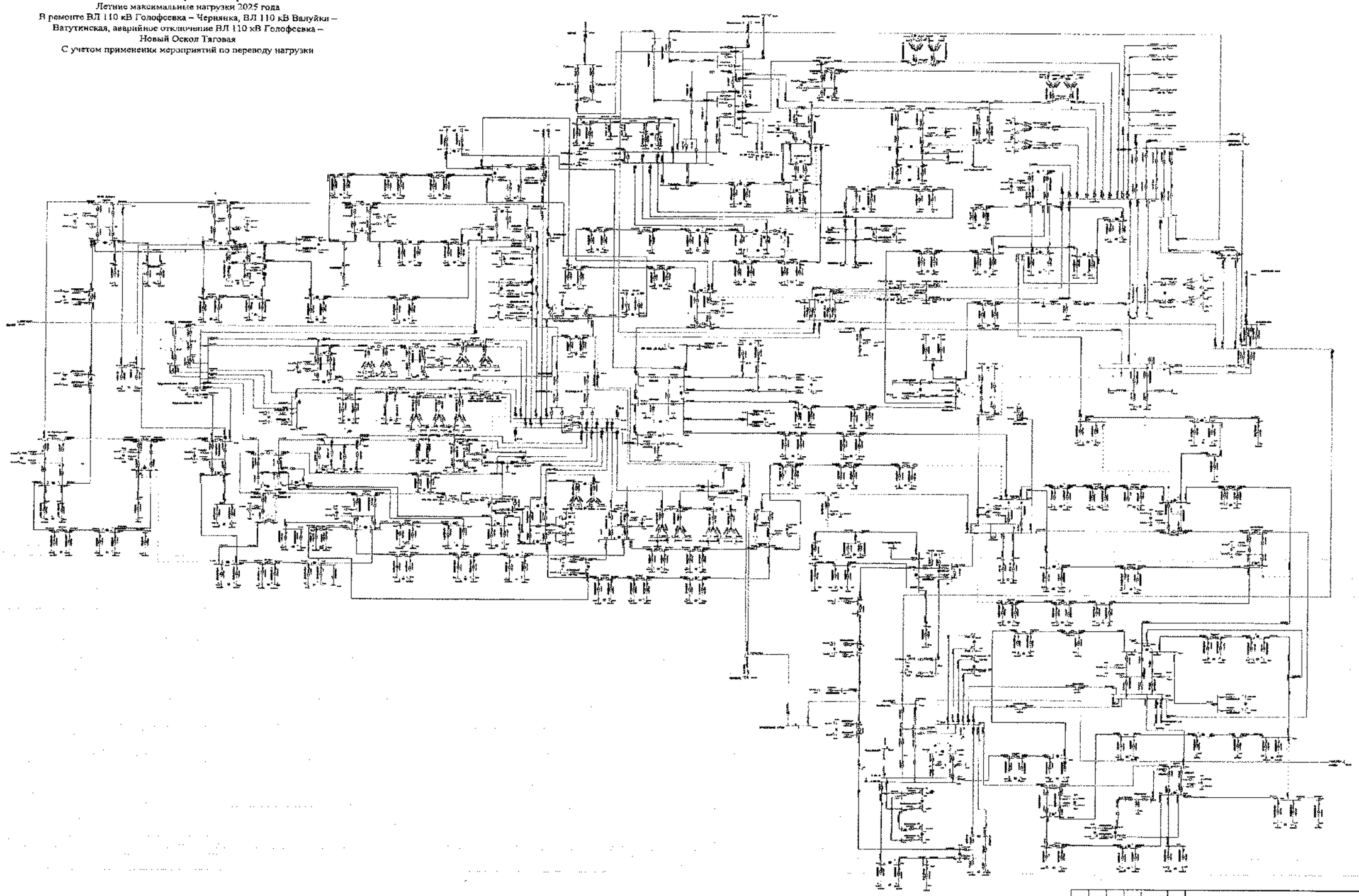
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.						В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
ГИП									
Руководитель									

Электросеть

Белгородская область

Схема 284

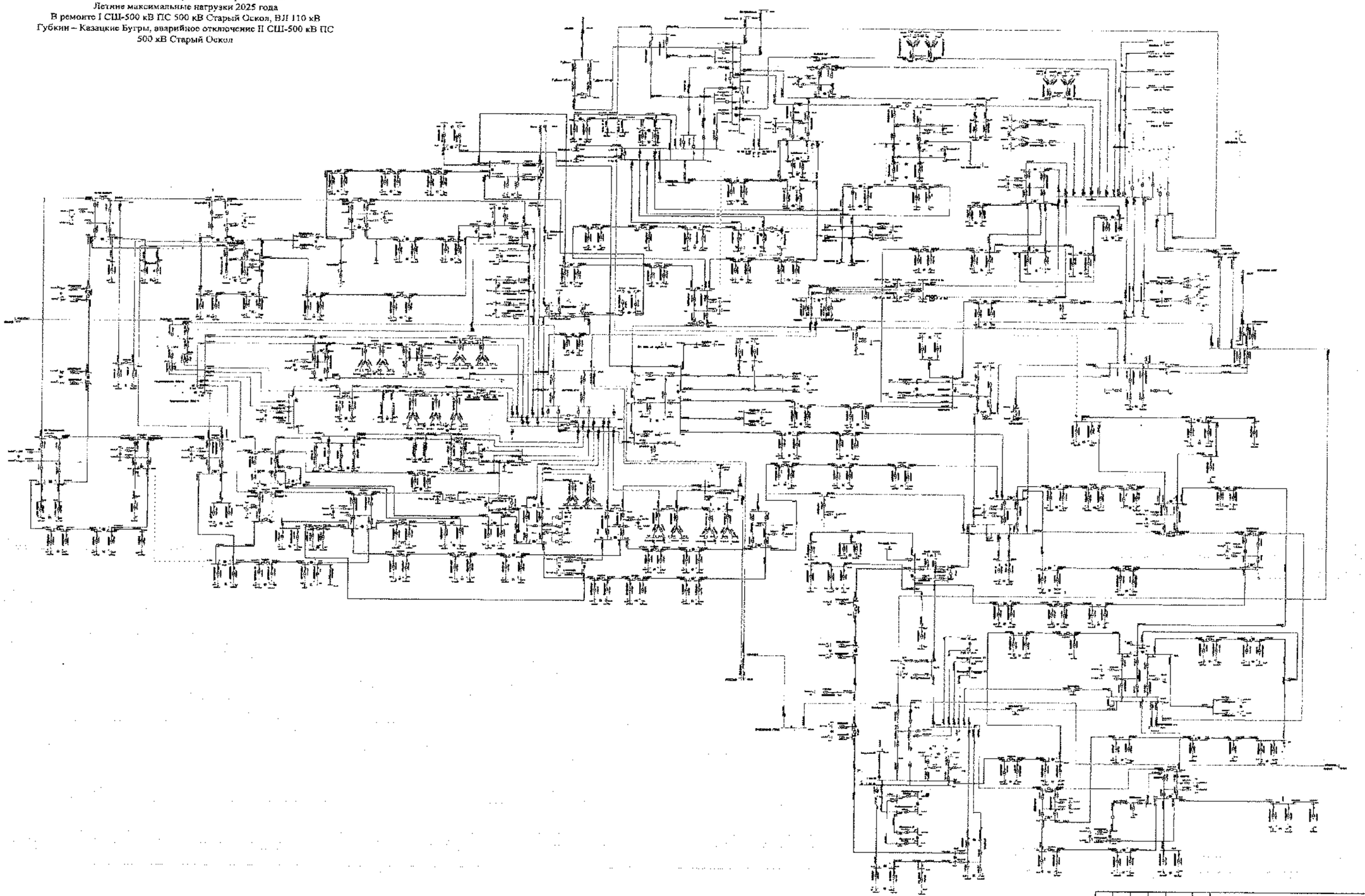
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электрических сетей Белгородской области на летний период 2024 2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте: ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка, ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Голофеевка – Новый Оскол Тяговая. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УТР Филиал ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 285

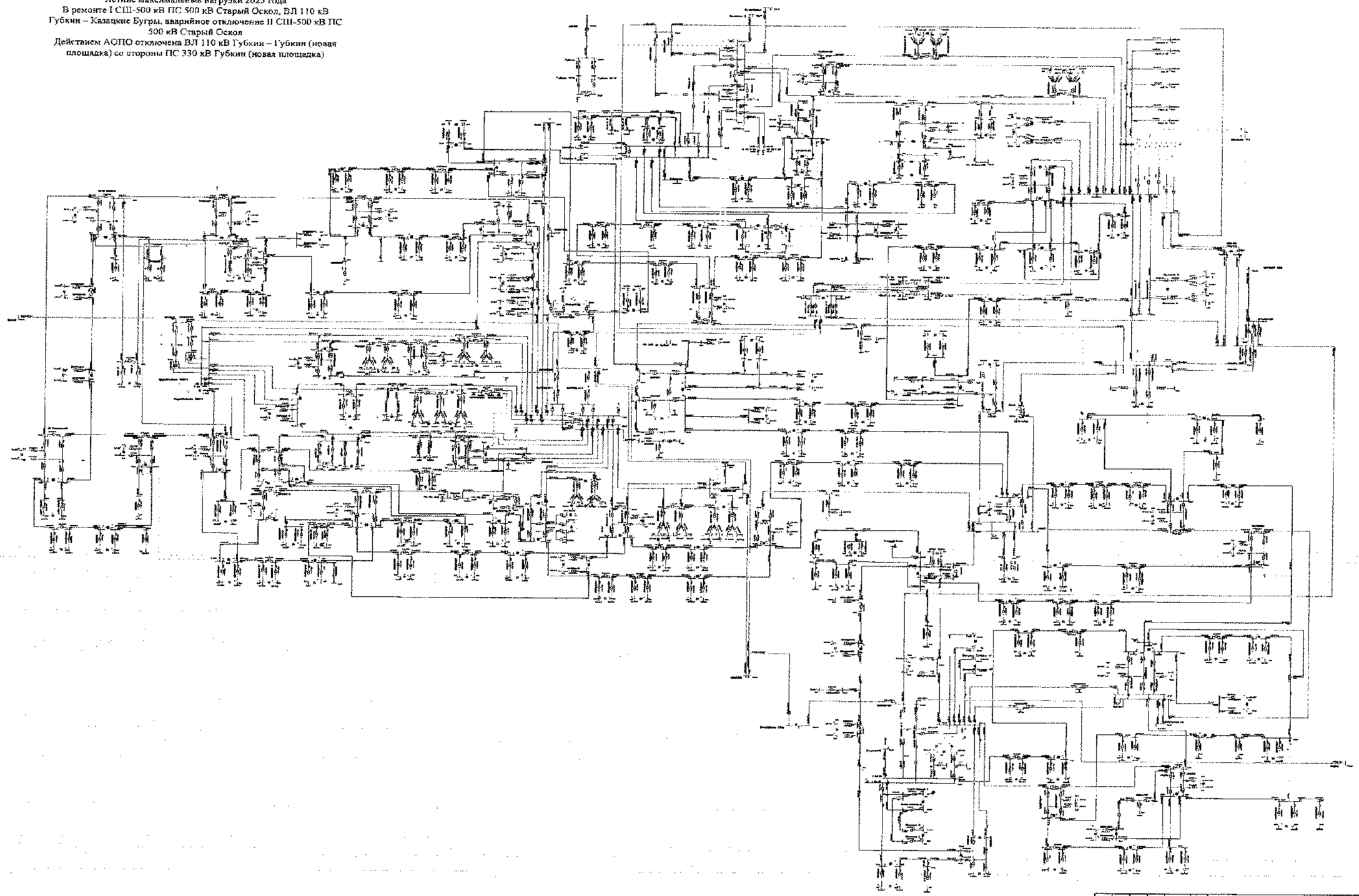
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ
Губкин – Казацкие Бутры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС
500 кВ Старый Оскол



							ЗОНО СЕТИ		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Сетка и технические решения электроэнергетики Белгородской области на среднесрочную перспективу 2016-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							0		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бутры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УЭС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 286

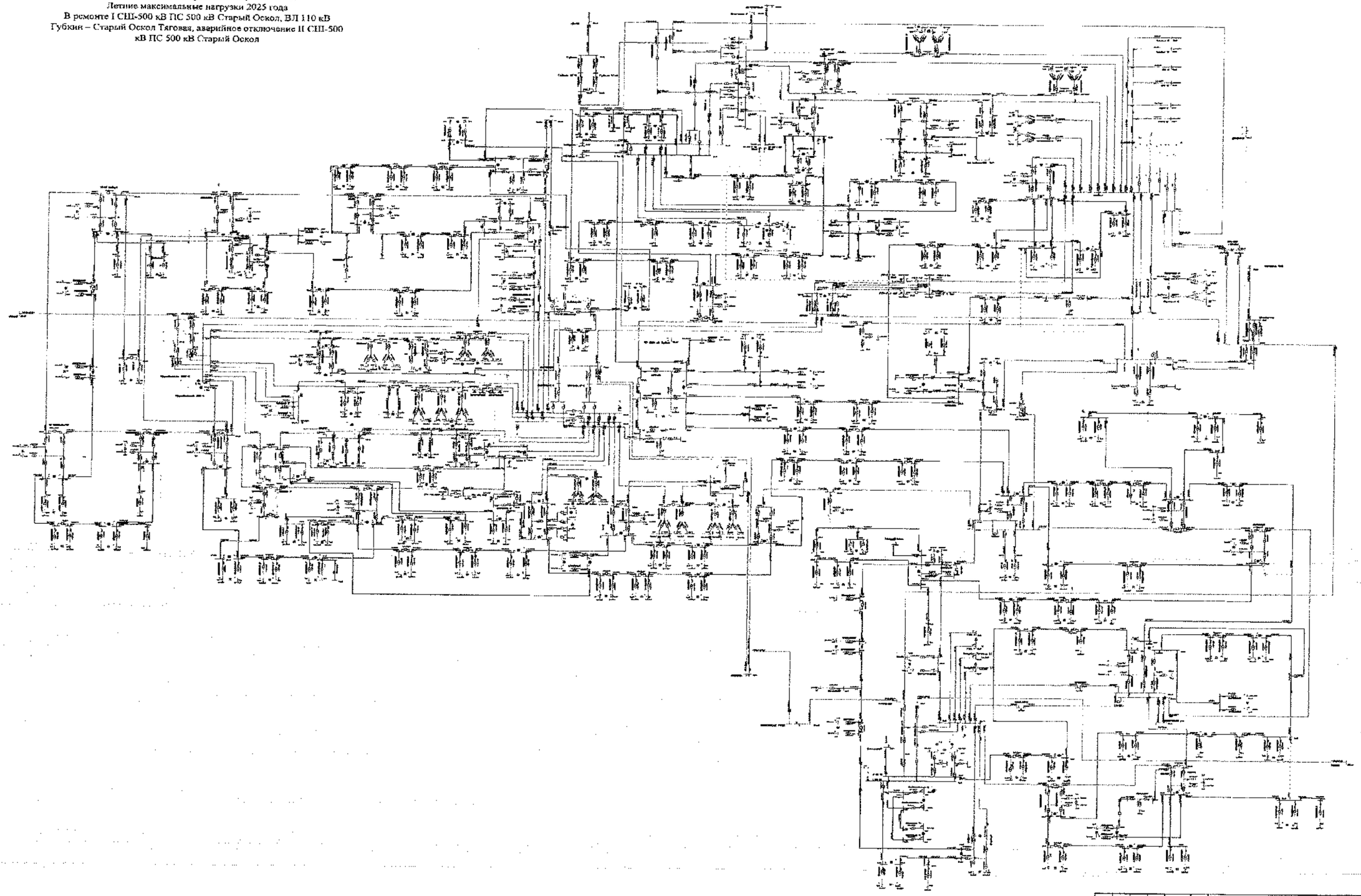
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							АО «СО ЕЭС»		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		Схема и развитие сетей электроснабжения Белгородской области на перспективный период до 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Разработал								А		
Проверил							В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала НДПГ ЦЕНТРЕ Центрального ОДУ		
Н. контр.										
ГИП										
Утвердил										

Схема 287

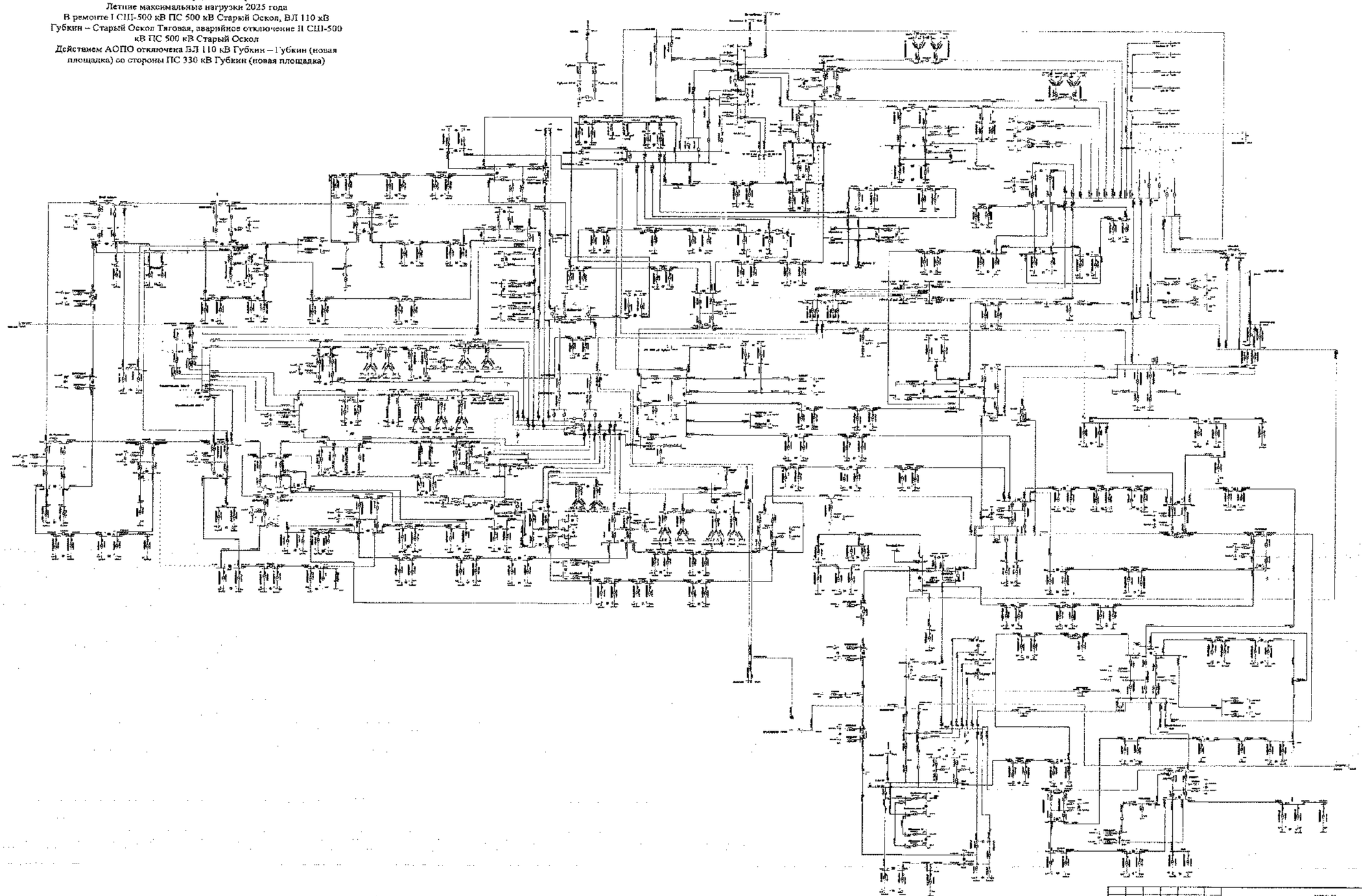
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							2112-СхПР		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата		Белгородская область		
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на перспективный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 288

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Летние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)



							3100-СхПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол Тяговая, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Летние максимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 289

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

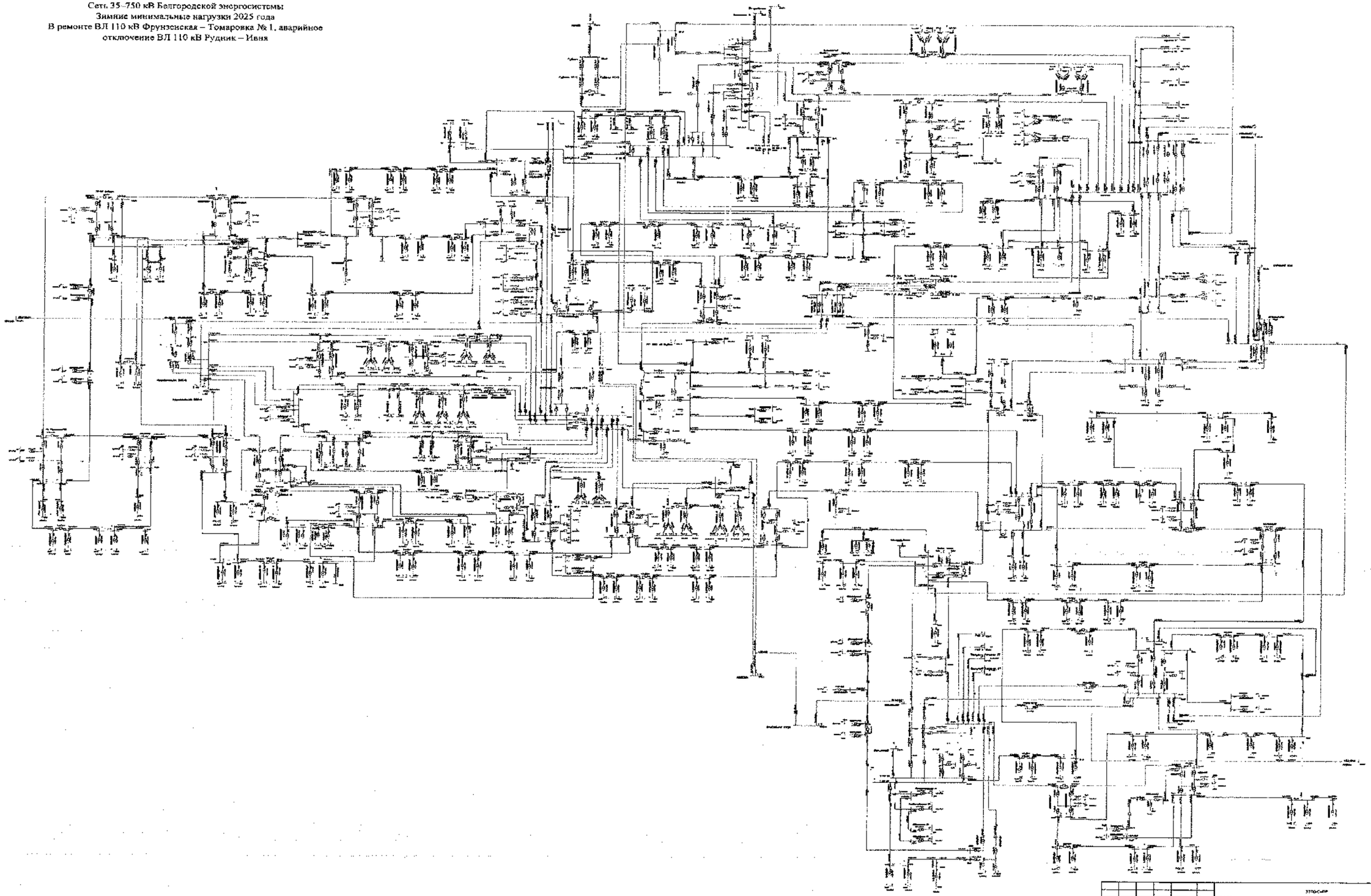
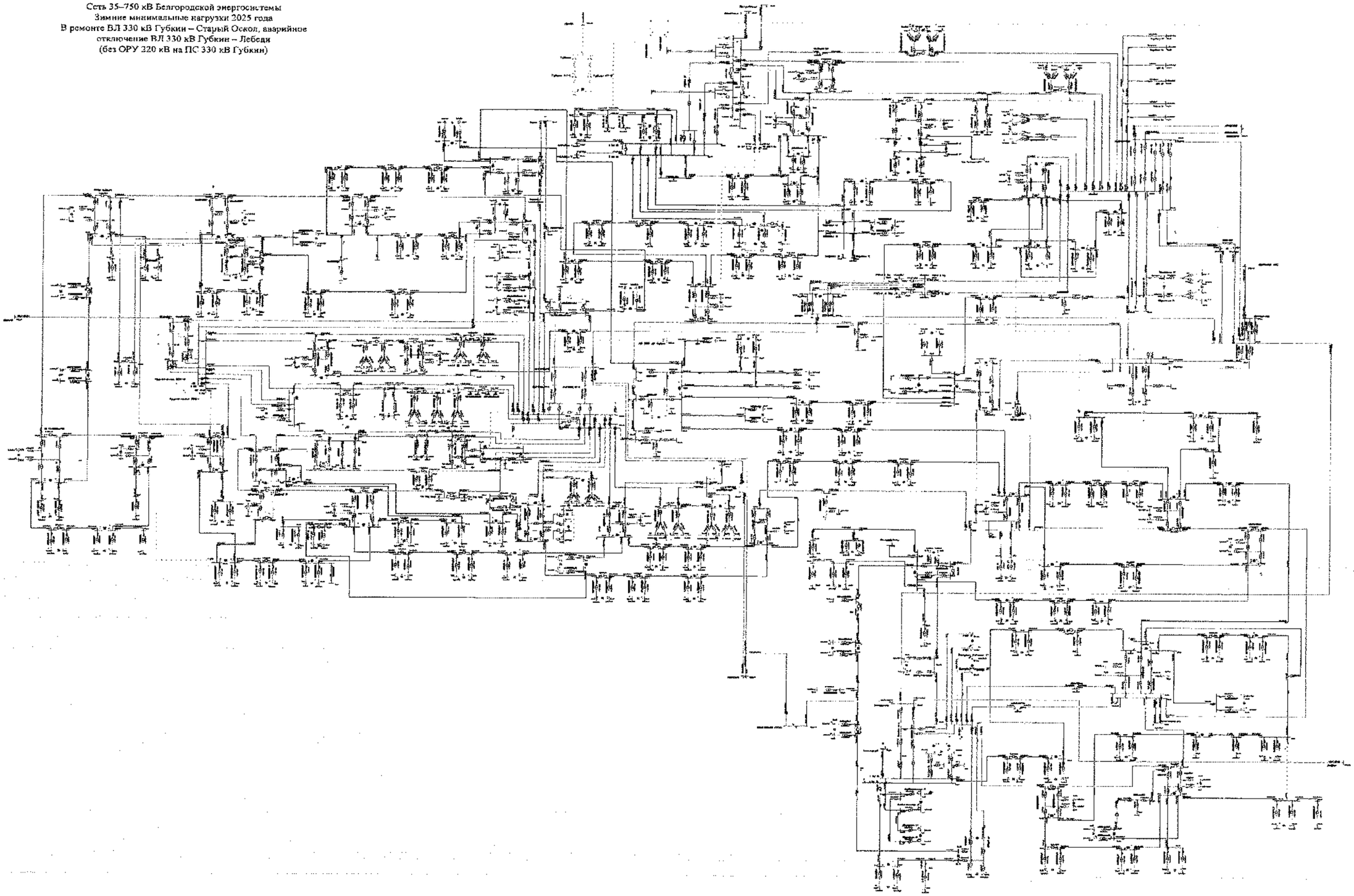


Схема 290

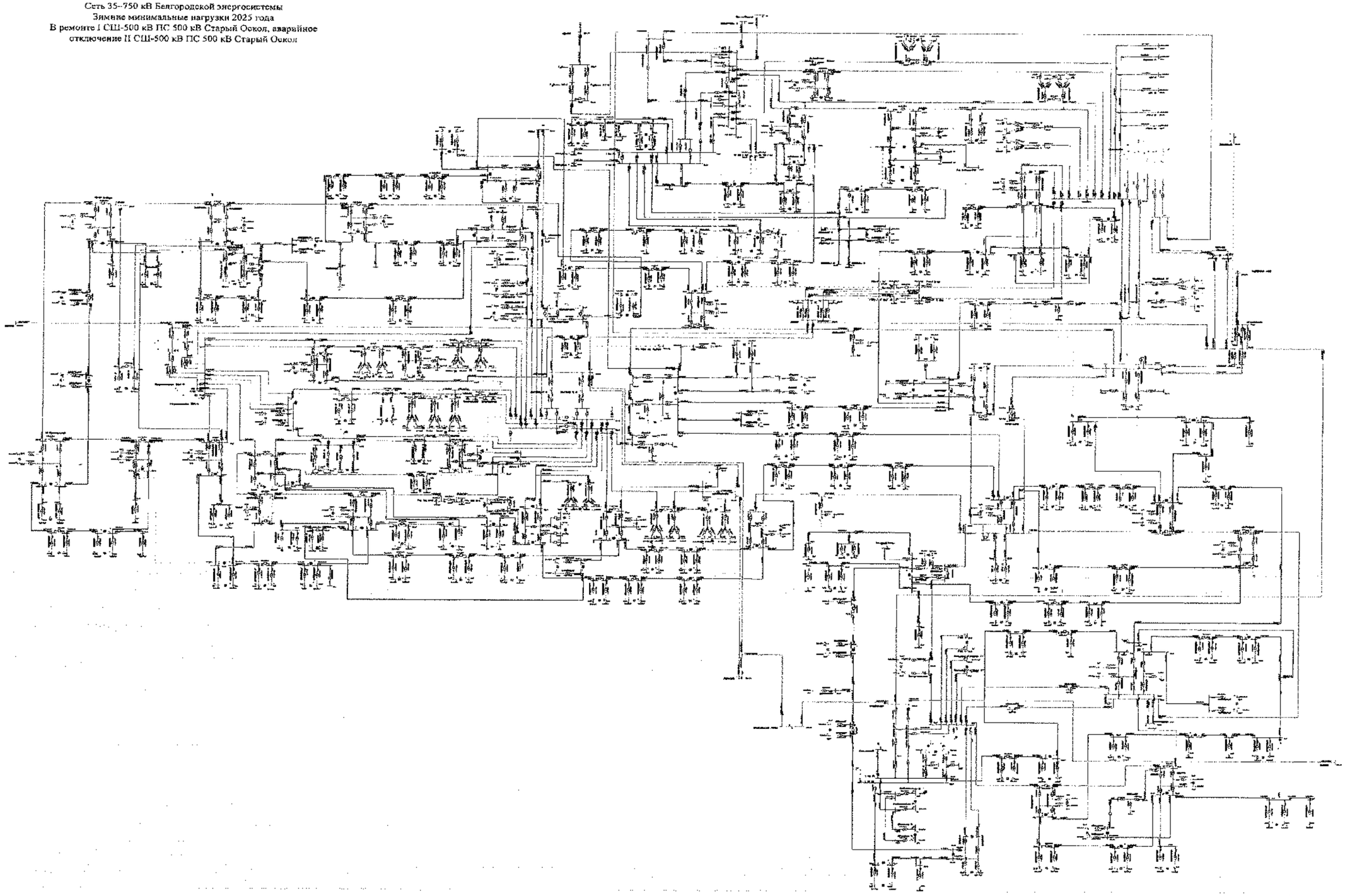
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедя
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



						ЕЛОС-СПР	
						Белгородская область	
Изм.	Кол.	Лист	N док.	Подпись	Дата		
Разработал						Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на зимний период 2021-2025 годы	Стадия: П	Лист:	Листов:
Проверил									
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедя (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Зимние минимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 291

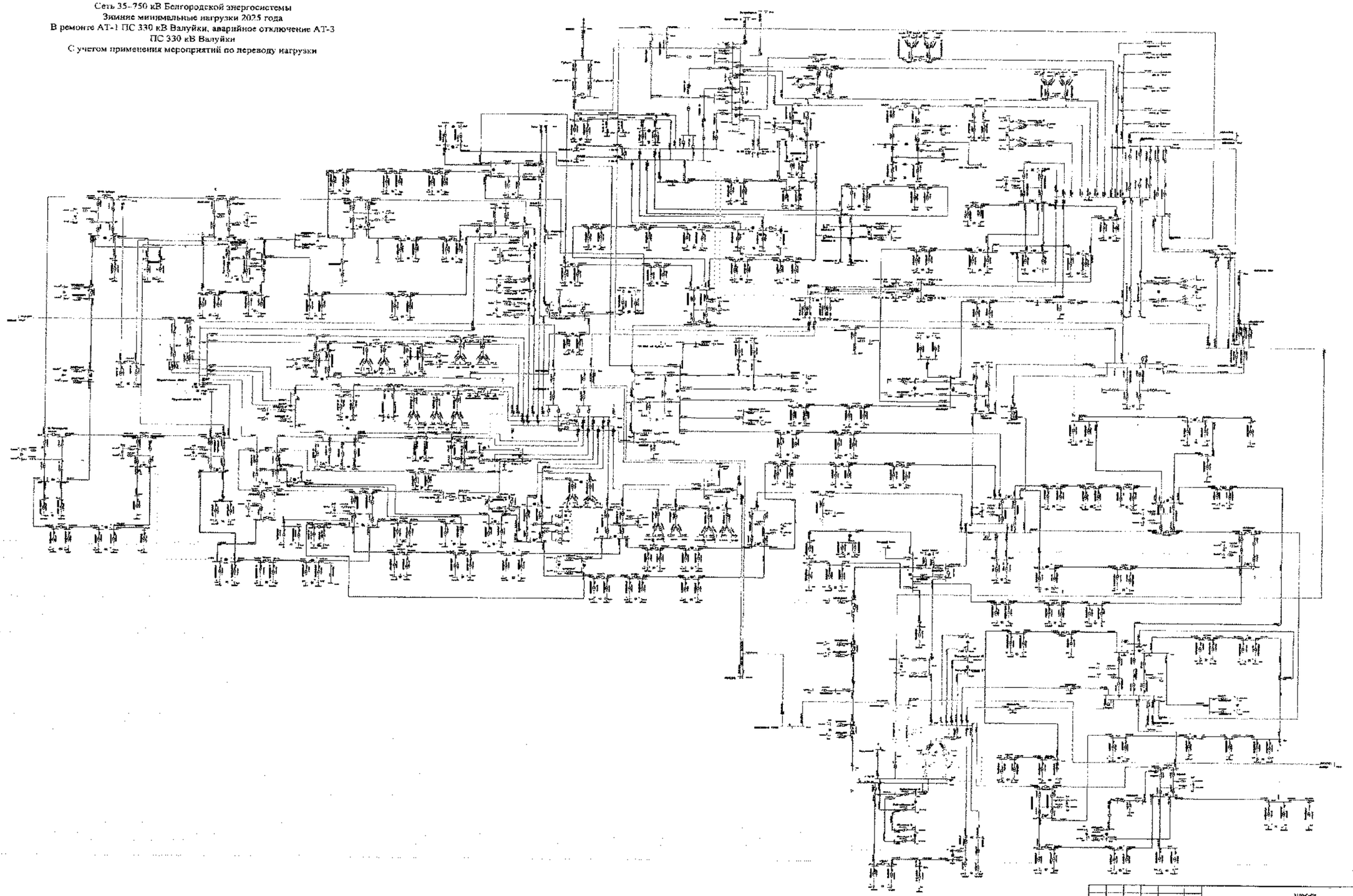
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



							УТВЕРЖДЕНО		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал							Баланс и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021 - 2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил								П		
Н. контр.										
ГИП							В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол. Зимние минимальные нагрузки 2025 года	УГР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждаемый										

Схема 292

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



								3100-СыПР		
								Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата					
Разработано						Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на среднесрочный период 2022-2025 годы	Стадия	Лист	Листов	
Проверил							П			
Н. контр.										
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Зимние минимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»			
Руководитель										

Схема 293

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод

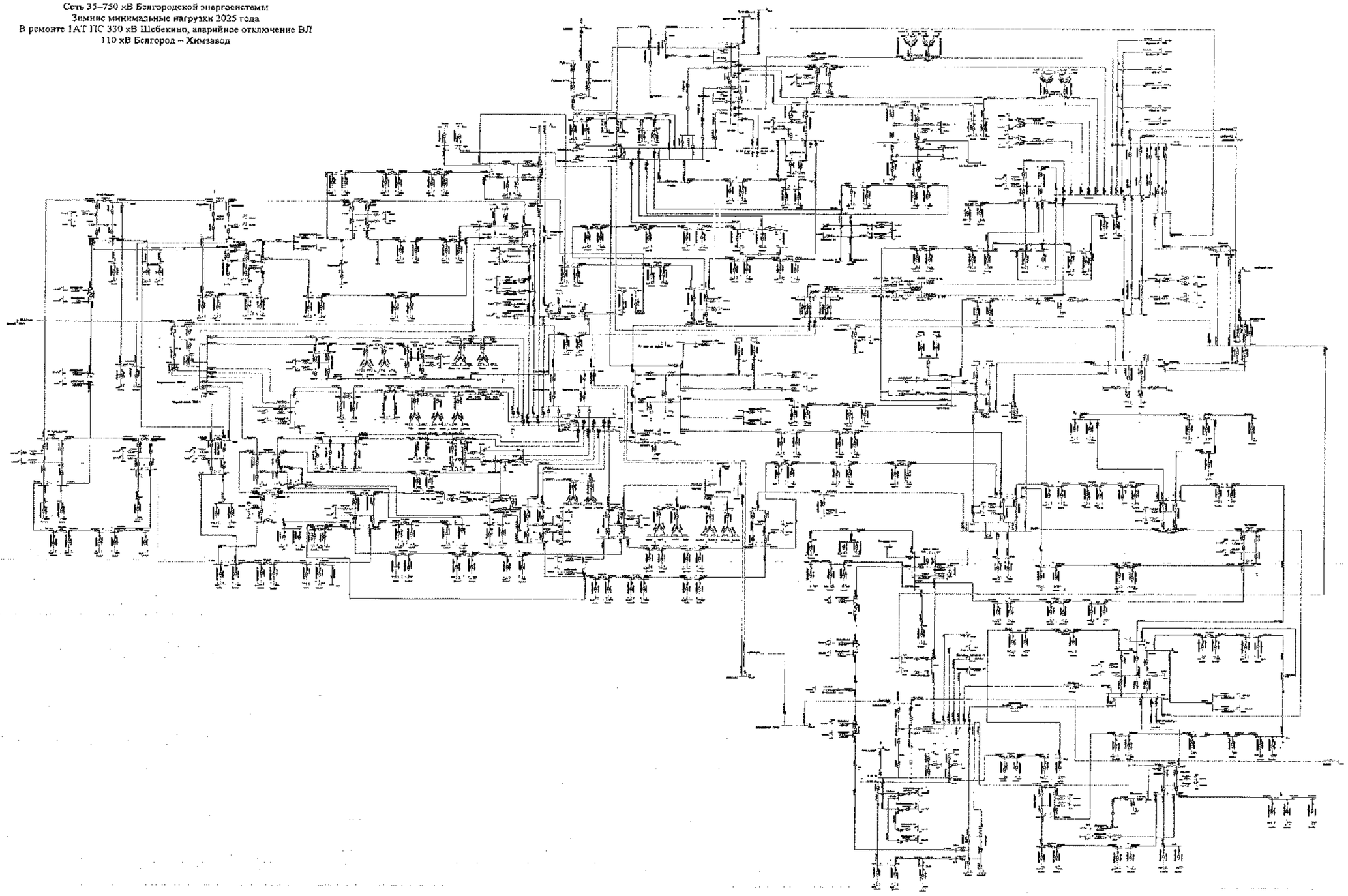
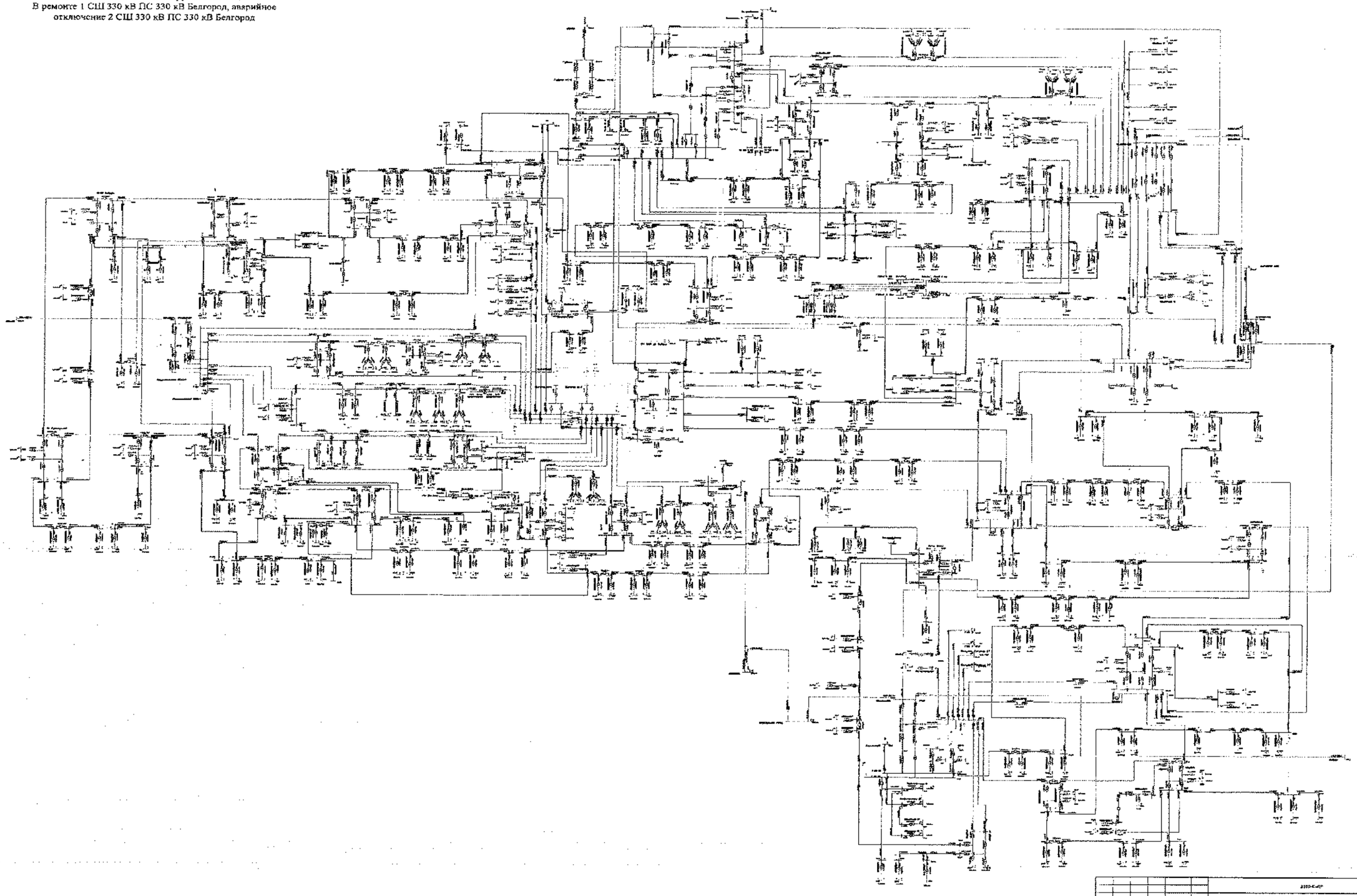


Схема 294

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние минимальные нагрузки 2025 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



							2100-КИР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработано						Сетевая и трансформаторная мощность Белгородской области на электростанциях Белгорода 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Согласовано							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород. Зимние минимальные нагрузки 2025 года	УПР Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		
Руководитель									

Схема 295

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

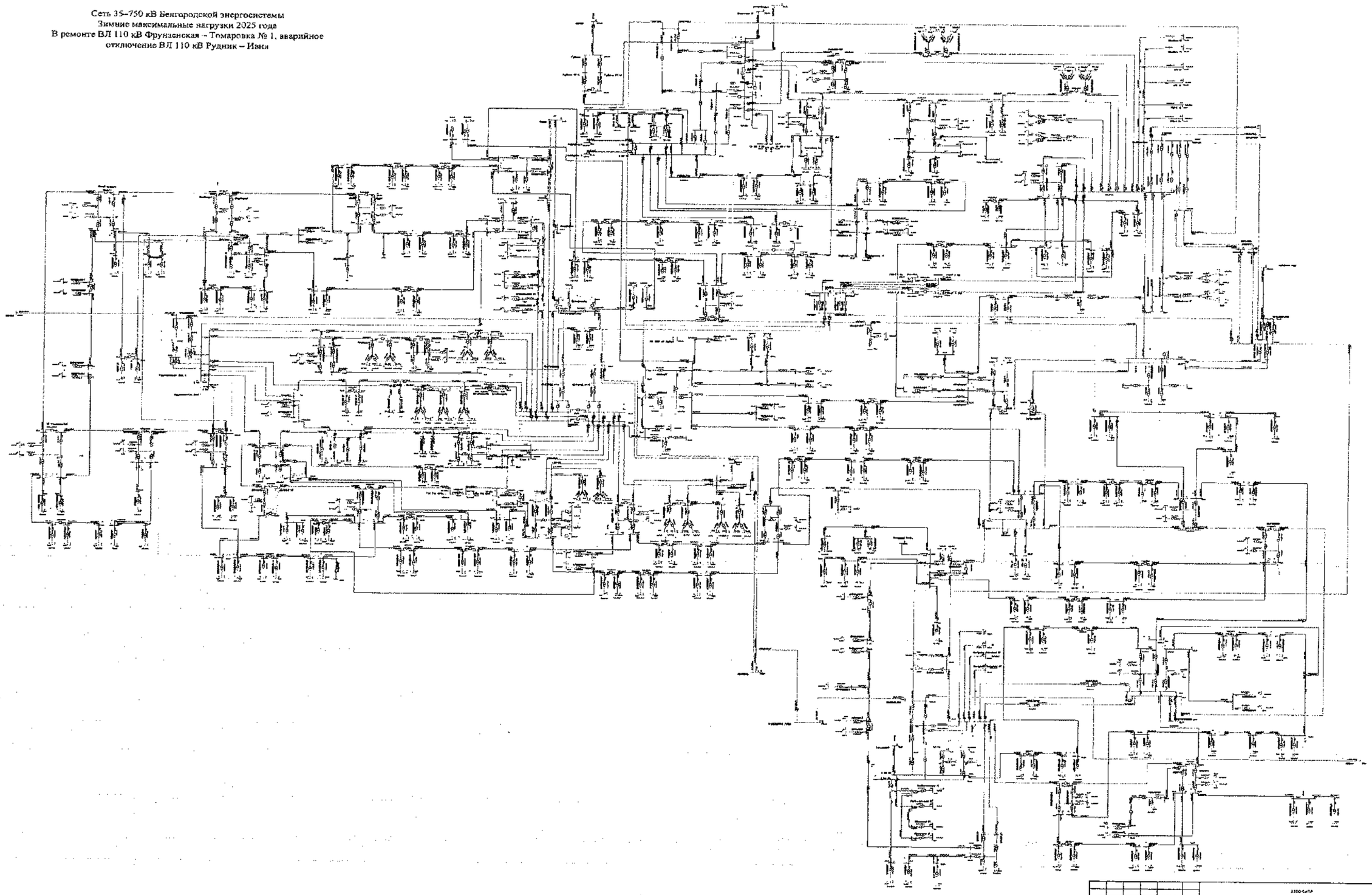
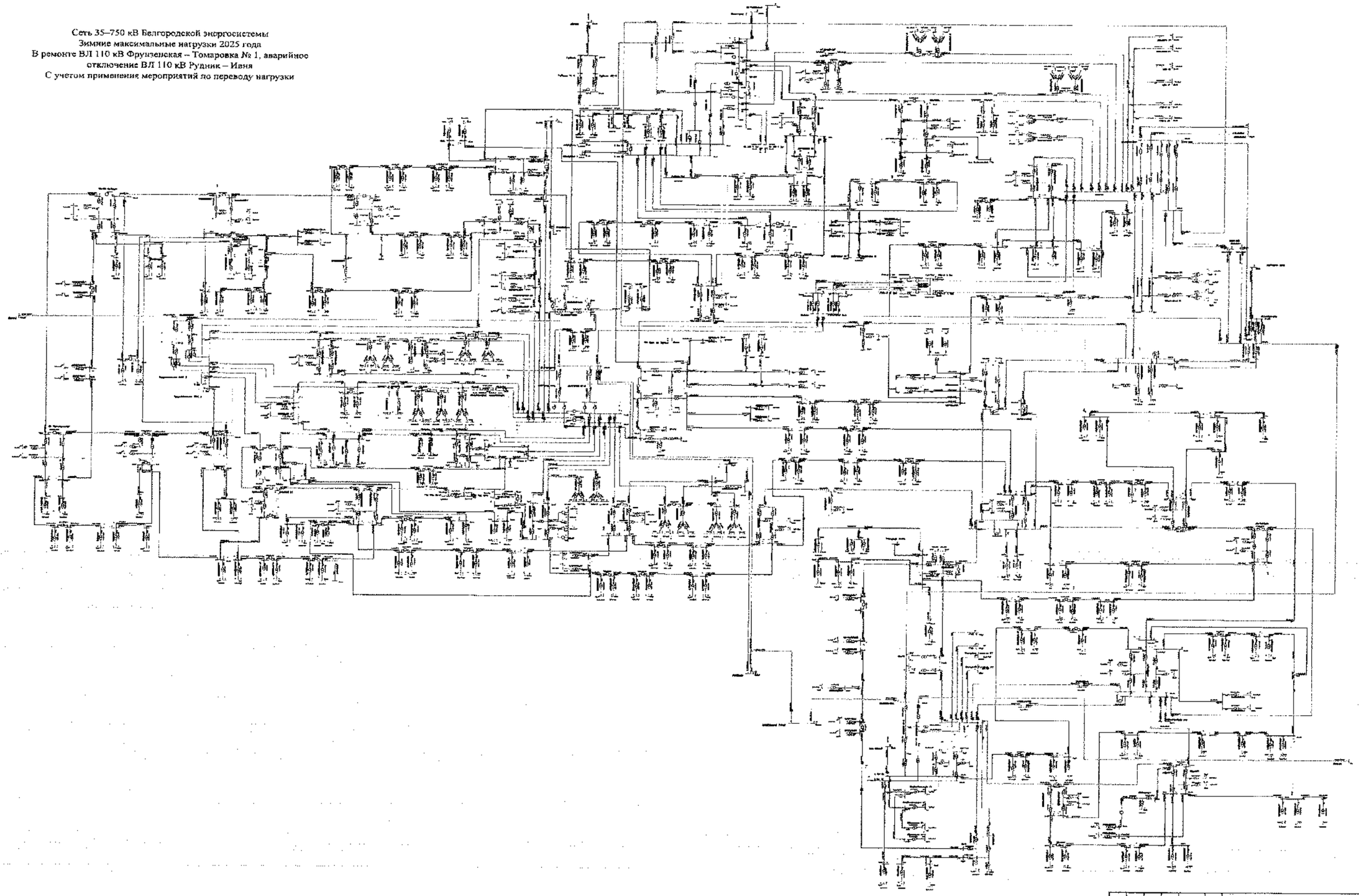


Схема 296

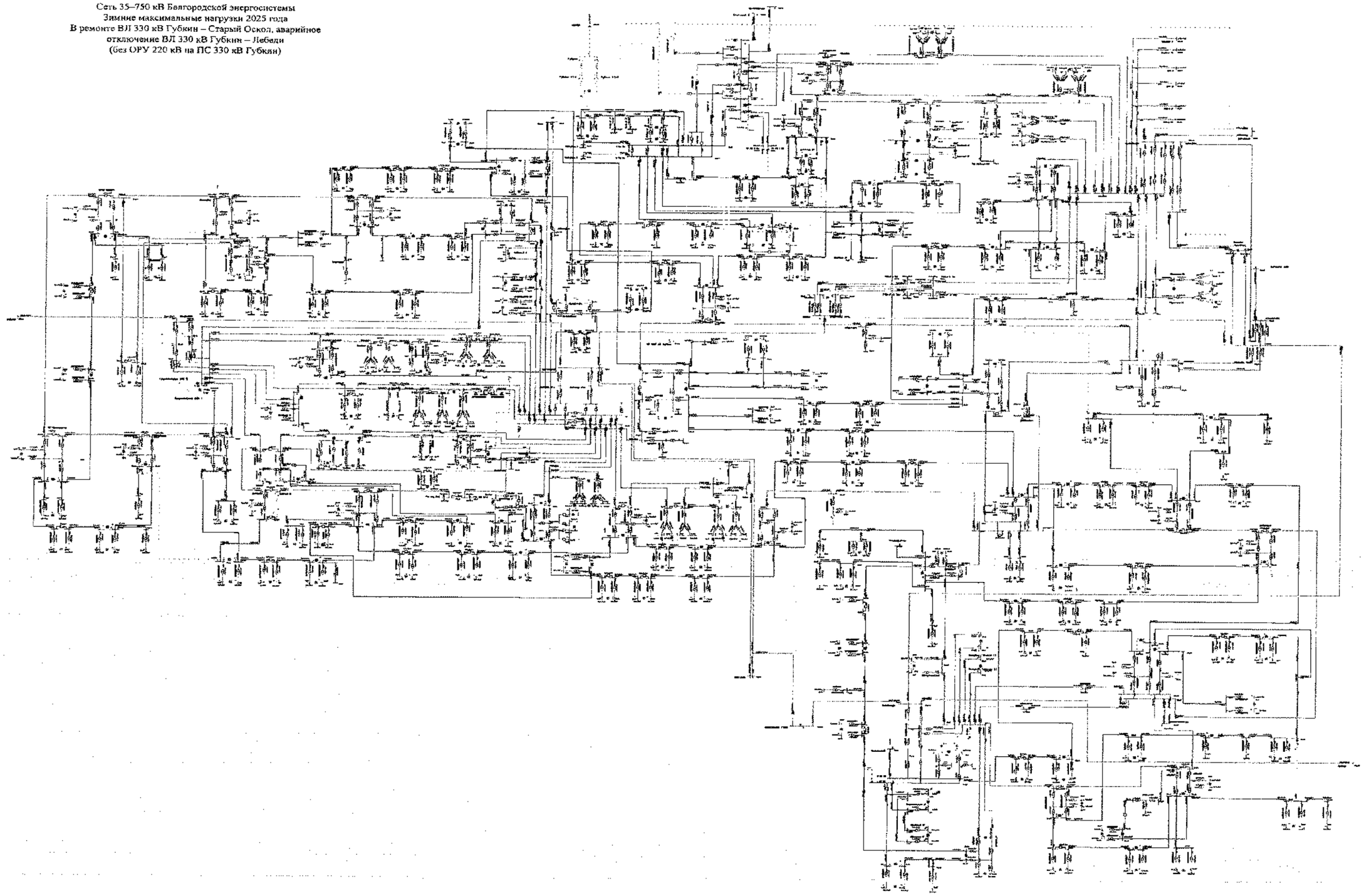
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное
отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							2020-ЭлПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП									
Утверждил						В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня. Зимние максимальные нагрузки 2025 года	УЕР Энергия ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»		

Схема 283

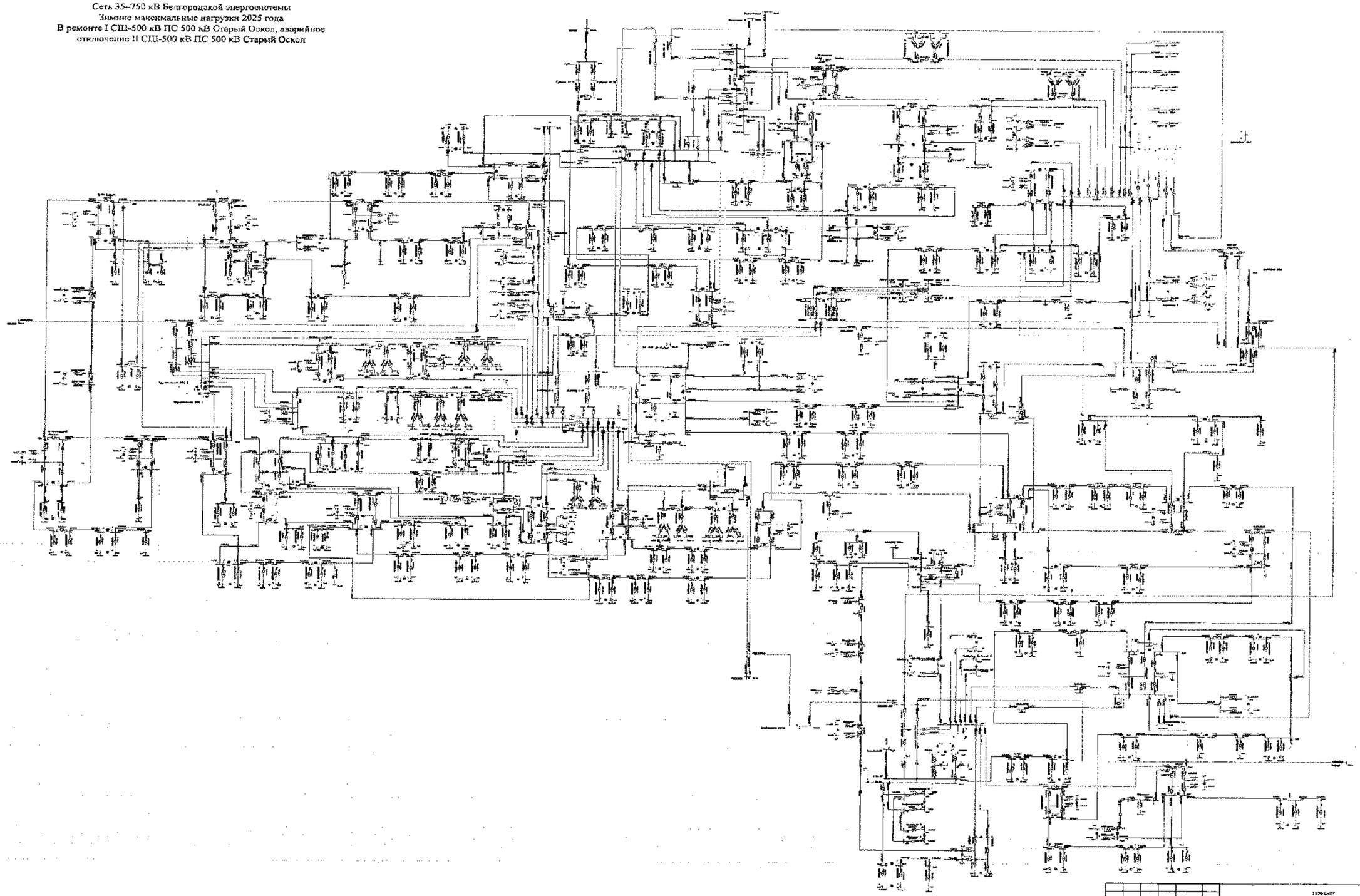
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное
отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин
(без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин)



							3280 СиПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на долгосрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Я		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебедин (без ОРУ 220 кВ на ПС 330 кВ Губкин). Зимние максимальные нагрузки 2025 года	ИЗР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»		
Утверждил									

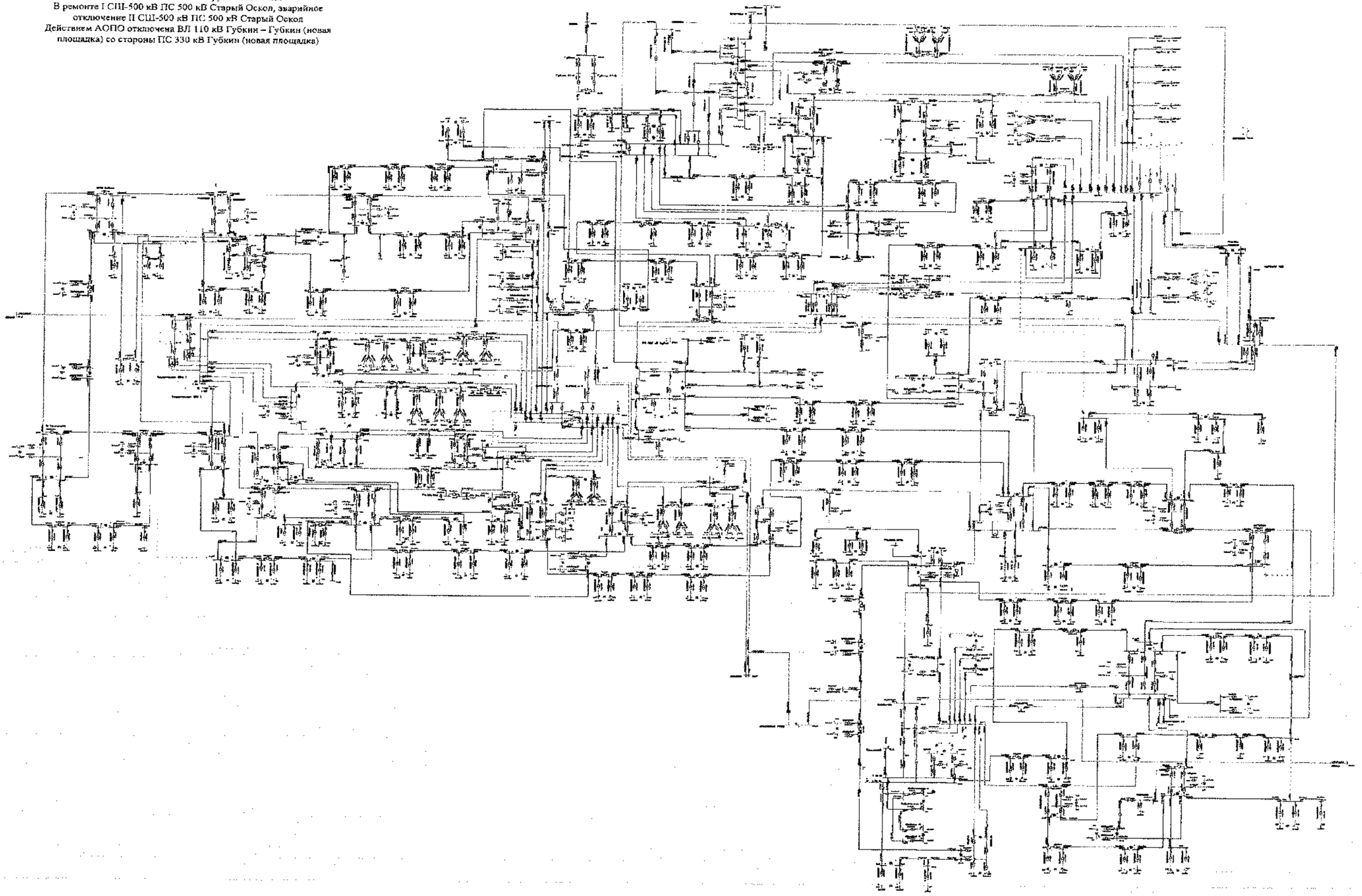
Схема 298

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное
отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол



Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол
Действием АОПО отключена ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка) со стороны ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)

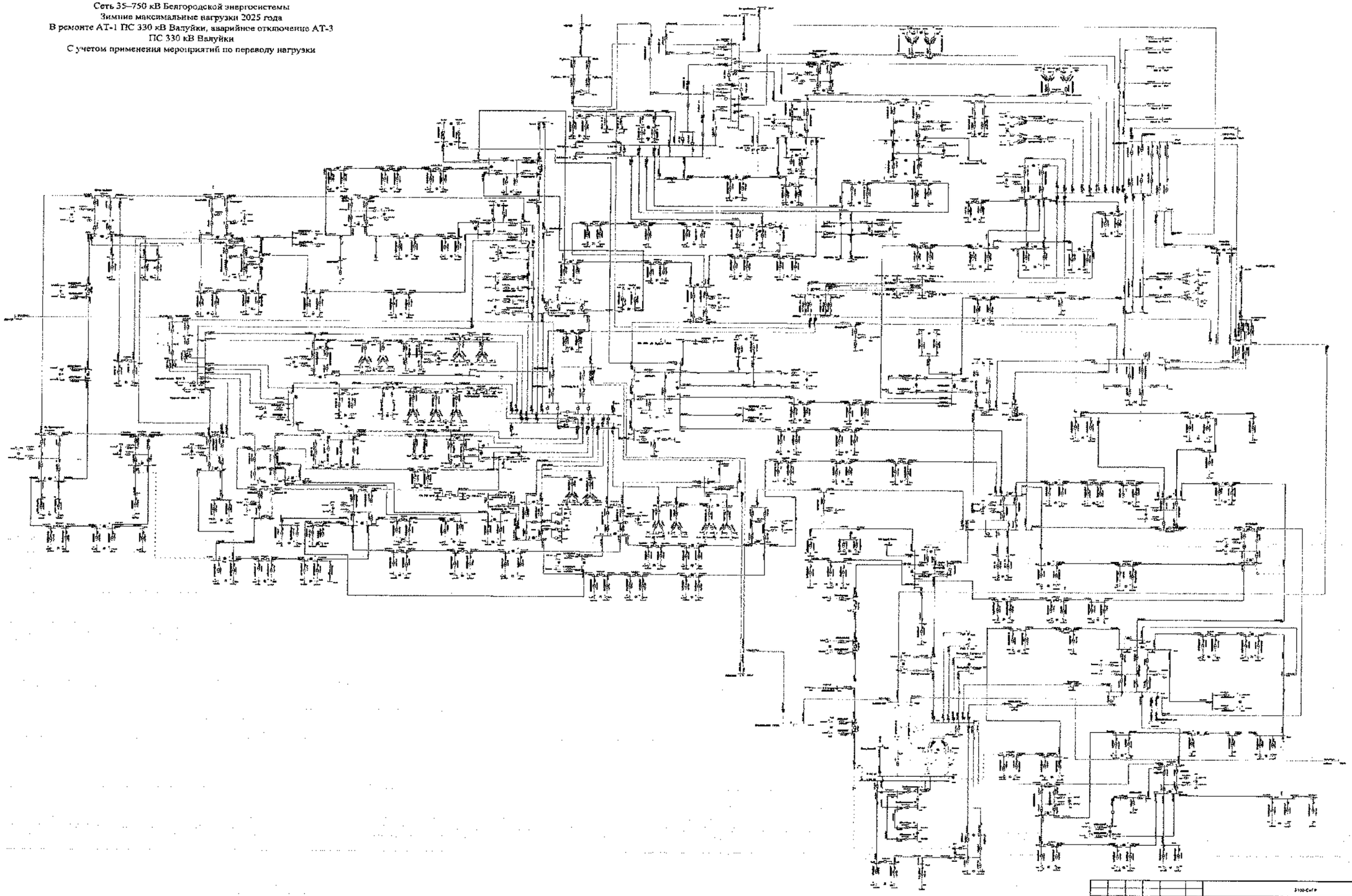
Схема 299



							Этап СиПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте I СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол (после работы АОПО) Зимние максимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утвердил									

Схема 300

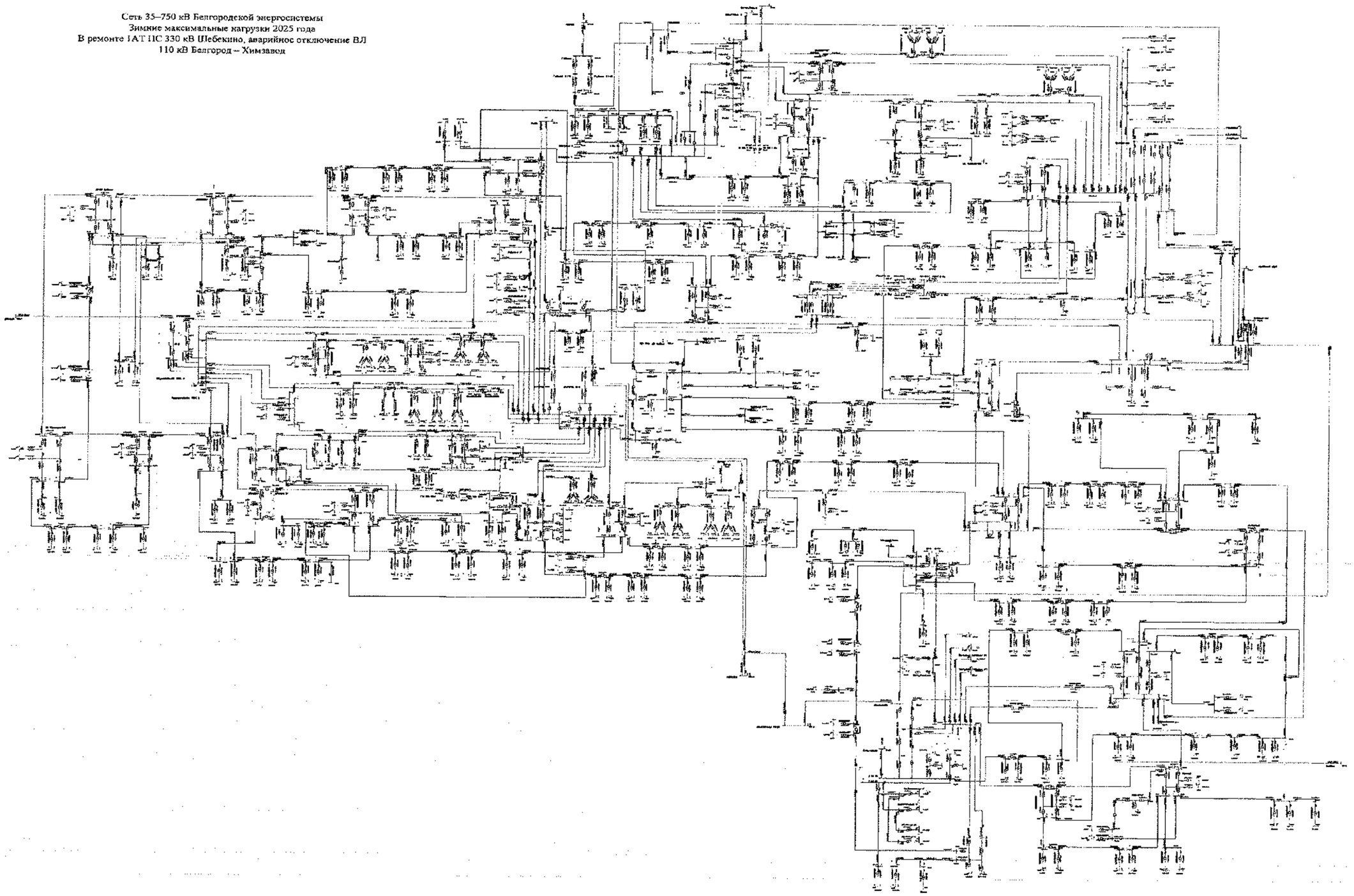
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3
ПС 330 кВ Валуйки
С учетом применения мероприятий по переводу нагрузки



							3100-СмР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программы развития электроэнергетики Белгородской области на пятилетний период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Валуйки, аварийное отключение АТ-3 ПС 330 кВ Валуйки. Зимние максимальные нагрузки 2025 года	УТР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждаю									

Схема 301

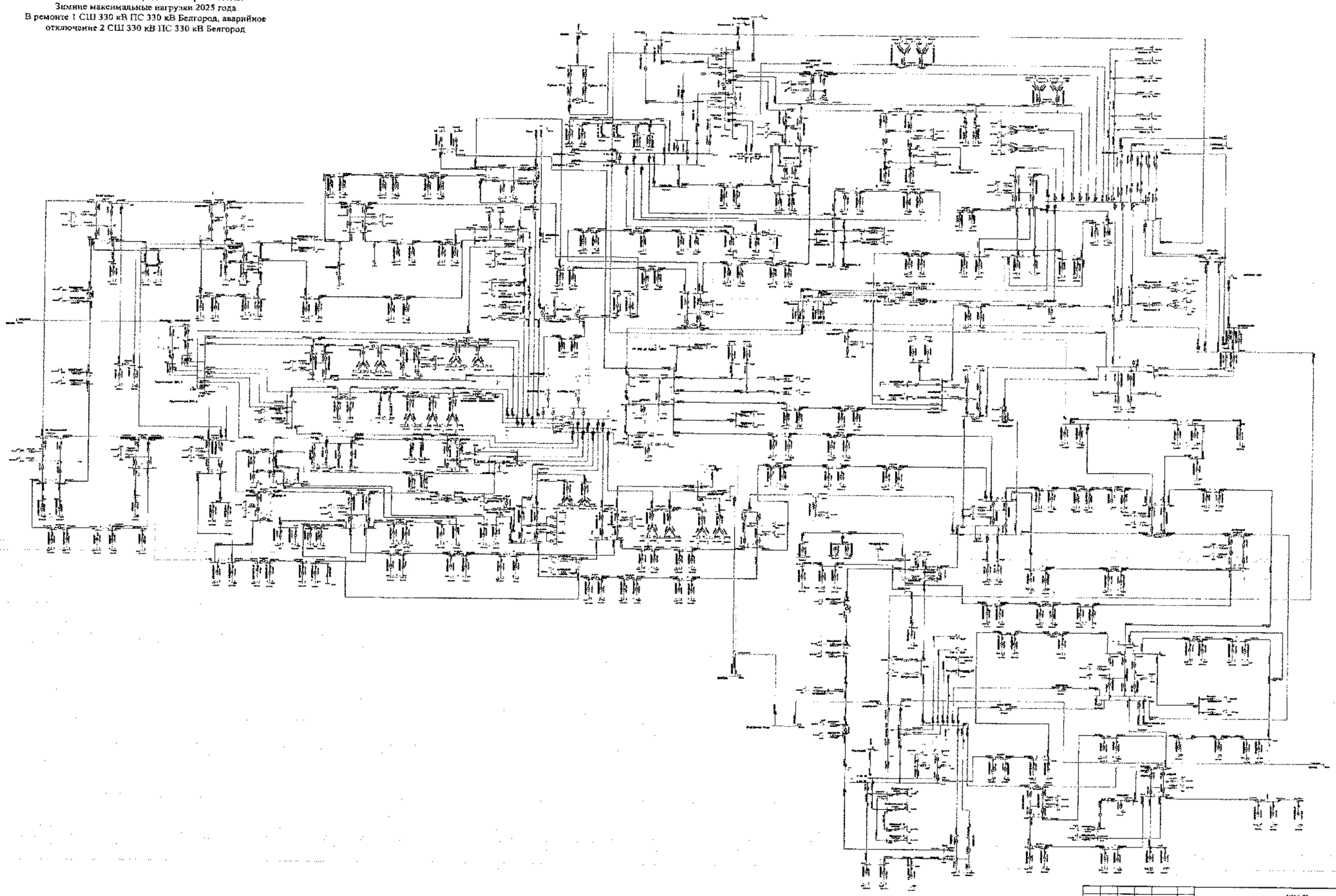
Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ
110 кВ Белгород – Химзавод



							3080 ЭПР		
							Белгородская область		
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на среднесрочный период 2021-2025 годы	Стадия	Лист	Листов
Проверил							Р		
Н. контр.									
ГИП						В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод. Зимние максимальные нагрузки 2025 года	УПР филиала ПАО «МРСК Центра» «Белгородэнерго»		
Утверждил									

Схема 302

Сеть 35–750 кВ Белгородской энергосистемы
Зимние максимальные нагрузки 2025 года
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород



Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата
Разработал					
Проверил					
Н. контр.					
ГИП					
Утвердил гл. инж.					

3100-СИП

Белгородская область

Схема развития электросетевого комплекса Белгородской области на зимний период 2021-2025 гг. (вся)

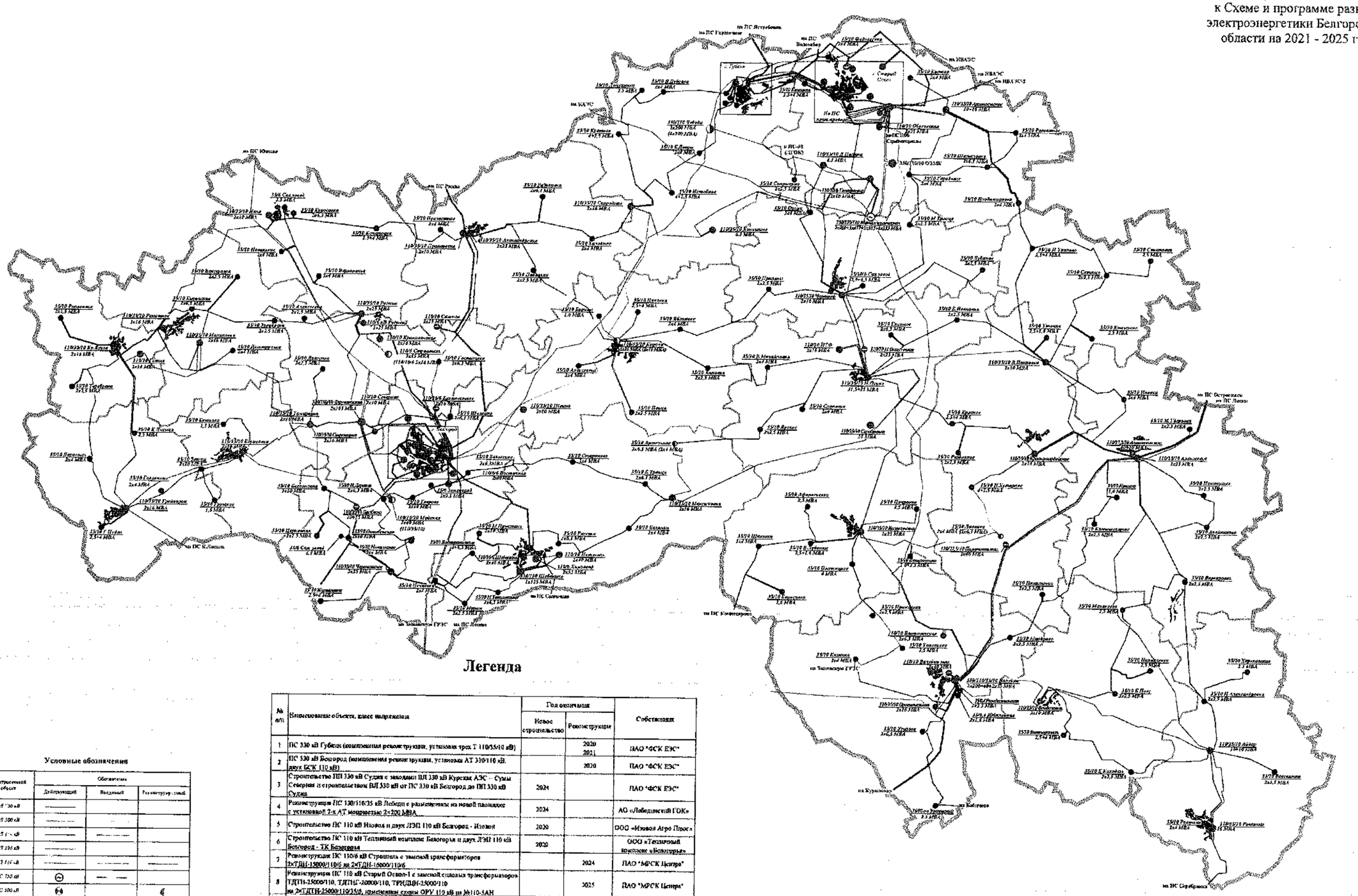
В ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Зимние максимальные нагрузки 2025 года

Стадия	Лист	Листов
П		

УПР филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго»

Приложение №2
к Схеме и программе развития
электроэнергетики Белгородской
области на 2021 - 2025 годы



Легенда

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания		Собственник
		Новое строительство	Реконструкция	
1	ПС 330 кВ Губкин (комплексная реконструкция, установка трех Т 110/35/10 кВ)		2020 2021	ПАО "ФСК ЕЭС"
2	ПС 330 кВ Белгород (комплексная реконструкция, установка АТ 330/110 кВ, двух БСК 110 кВ)		2020	ПАО "ФСК ЕЭС"
3	Строительство ПП 330 кВ Суджа с заходами ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная и строительством ВЛ 330 кВ от ПС 330 кВ Белгород до ПП 330 кВ Суджа	2024		ПАО "ФСК ЕЭС"
4	Реконструкция ПС 330/110/35 кВ Лебедин с размещением на новой площадке с установкой 2-х АТ мощностью 2×200 МВА	2024		АО «Лебединский ГОК»
5	Строительство ПС 110 кВ Изовая и двух ЛЭП 110 кВ Белгород - Изовая	2020		ООО «Изовая Агро Пром»
6	Строительство ПС 110 кВ Тепличный комплекс Белгорья и двух ЛЭП 110 кВ Белгород - ТК Белгорья	2020		ООО «Тепличный комплекс «Белгорья»
7	Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель с заменой трансформаторов 2хТДН-16000/110/6 на 2хТДН-16000/110/6		2024	ПАО "МРСК Центра"
8	Реконструкция ПС 110 кВ Старый Оскол-1 с заменой силовых трансформаторов ТДТН-25000/110, ТДТНГ-10000/110, ТРДЦН-25000/110 на 2хТДТН-25000/110/35/6, изменением схемы ОРУ 110 кВ на №110-5АН		2025	ПАО "МРСК Центра"
9	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча с переносом ПС на новую площадку. Вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 устанавливаются два трансформатора ТДТН-40000/110/35/10		2025	ПАО "МРСК Центра"
10	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформаторов 2хТРДН-40000/110/10 на 2хТДТН-40000/110/35/10		2025	ПАО "МРСК Центра"
11	Строительство ВЛ 35 кВ Майская - И.Дерезка и Майская - Таврово.	2025		ПАО "МРСК Центра"
12	Строительство ВЛ 35 кВ Александровка - Гостищево	2024		ПАО "МРСК Центра"
13	Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная с заменой силовых трансформаторов 2х40 на 2х40 и 2х16 МВА		2025	ПАО "МРСК Центра"
14	Строительство ВЛ 35 кВ Короча - Подолехи	2023		ПАО "МРСК Центра"
15	Реконструкция ПС 35/10 кВ Артельное заменой силовых трансформаторов 2хТМН-6300/35 на 2хТМН-4000/35		2020	ПАО "МРСК Центра"
16	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ивнянка с заменой силовых трансформаторов 2хТМН-4000/35 на 2хТМН-6300/35		2020	ПАО "МРСК Центра"

Условные обозначения

Электрический объект	Обозначение		
	Действующий	Вводимый	Реконструируемый
ВЛ 330 кВ			
ВЛ 500 кВ			
ВЛ 110 кВ			
ВЛ 220 кВ			
ВЛ 110 кВ			
ПС 750 кВ			
ПС 500 кВ			
ПС 330 кВ			
ПС 110/35/10-6 кВ			
Тяговая ПС			
ТЭЦ			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	3100-СиПР-2021-2025-ХС-2020		
						Белгородская область		
						Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2021 - 2025 годы	Стадия	Лист	Листов
							П	1	4
						Карта-схема Белгородской энергосистемы		

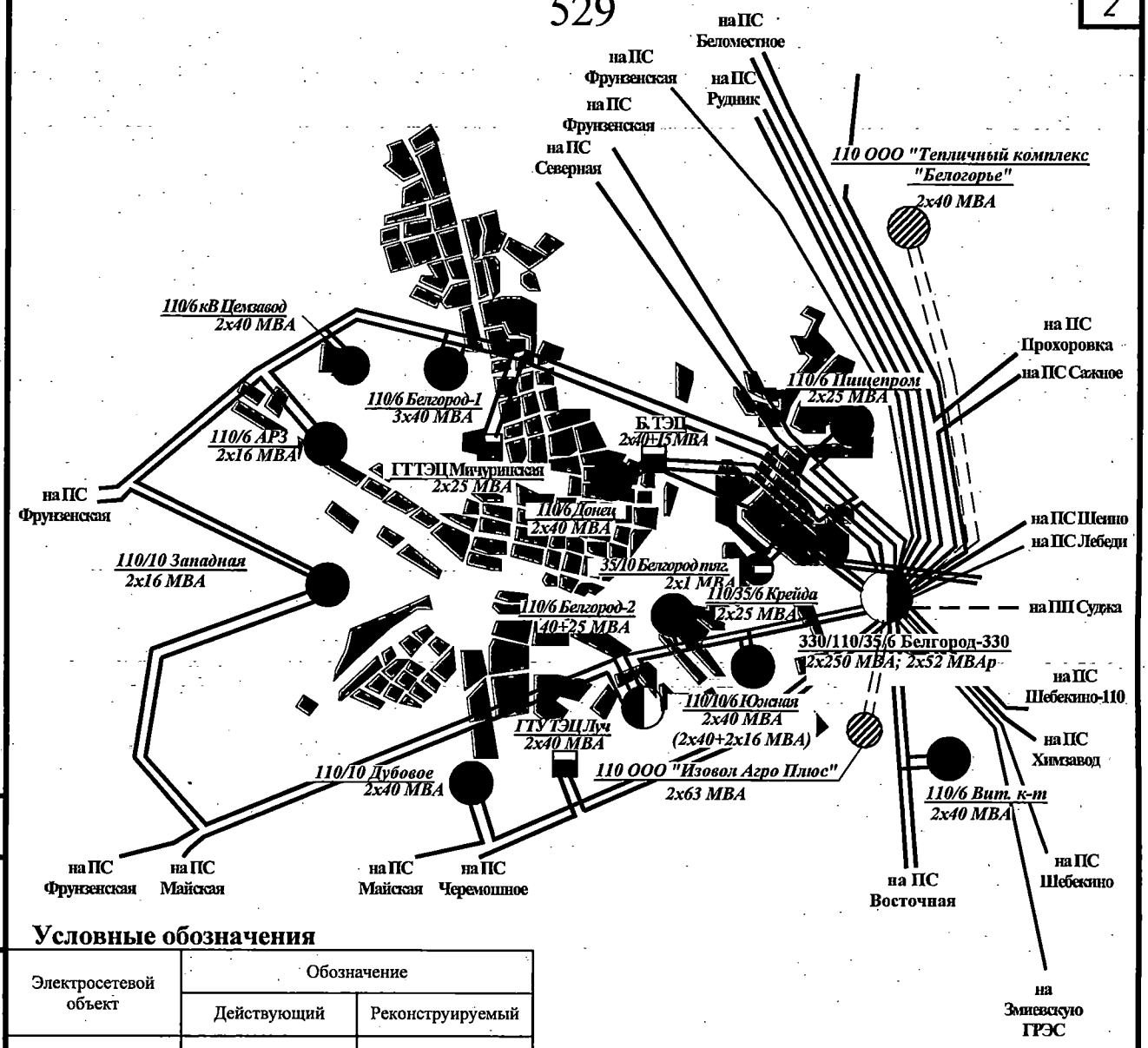
Согласовано

Взам. инв №

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Формат А1



Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначение	
	Действующий	Реконструируемый
ВЛ 330 кВ	———	
ВЛ 110 кВ	———	
ПС 330 кВ	●	◐
ПС 110/35/10-6 кВ	●	◐
Тяговые ПС	⊖	
ТЭЦ	▣	

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

3100-СиПР-2021-2025-ХС-2020

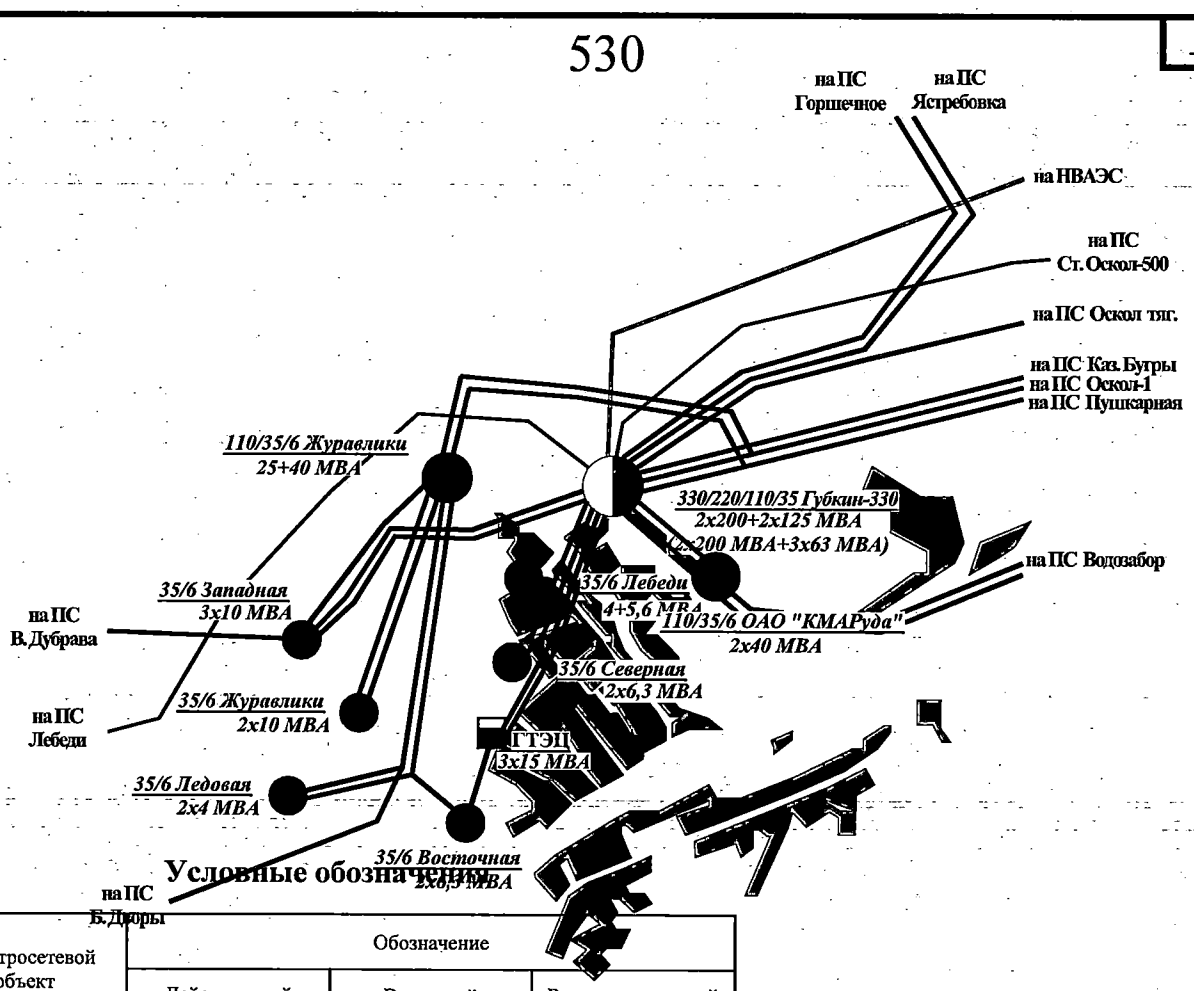
Белгородская область

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2021 – 2025 годы

Стадия	Лист	Листов
П	2	4

Карта-схема Белгородской энергосистемы. Белгородский энергоузел.

Формат А4



Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначение		
	Действующий	Вводимый	Реконструируемый
ВЛ 750 кВ	———		
ВЛ 500 кВ	———	——·——·—	
ВЛ 330 кВ	———	———	
ВЛ 220 кВ	———		
ВЛ 110 кВ	———	———	— — — —
ПС 750 кВ	⊗		
ПС 500 кВ	⊗		◐
ПС 330 кВ	●		◐
ПС 110/35/10-6 кВ	●	●	◐
Тяговые ПС	⊖		
ТЭЦ	■		

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

3100-СиПР-2021-2025-ХС-2020

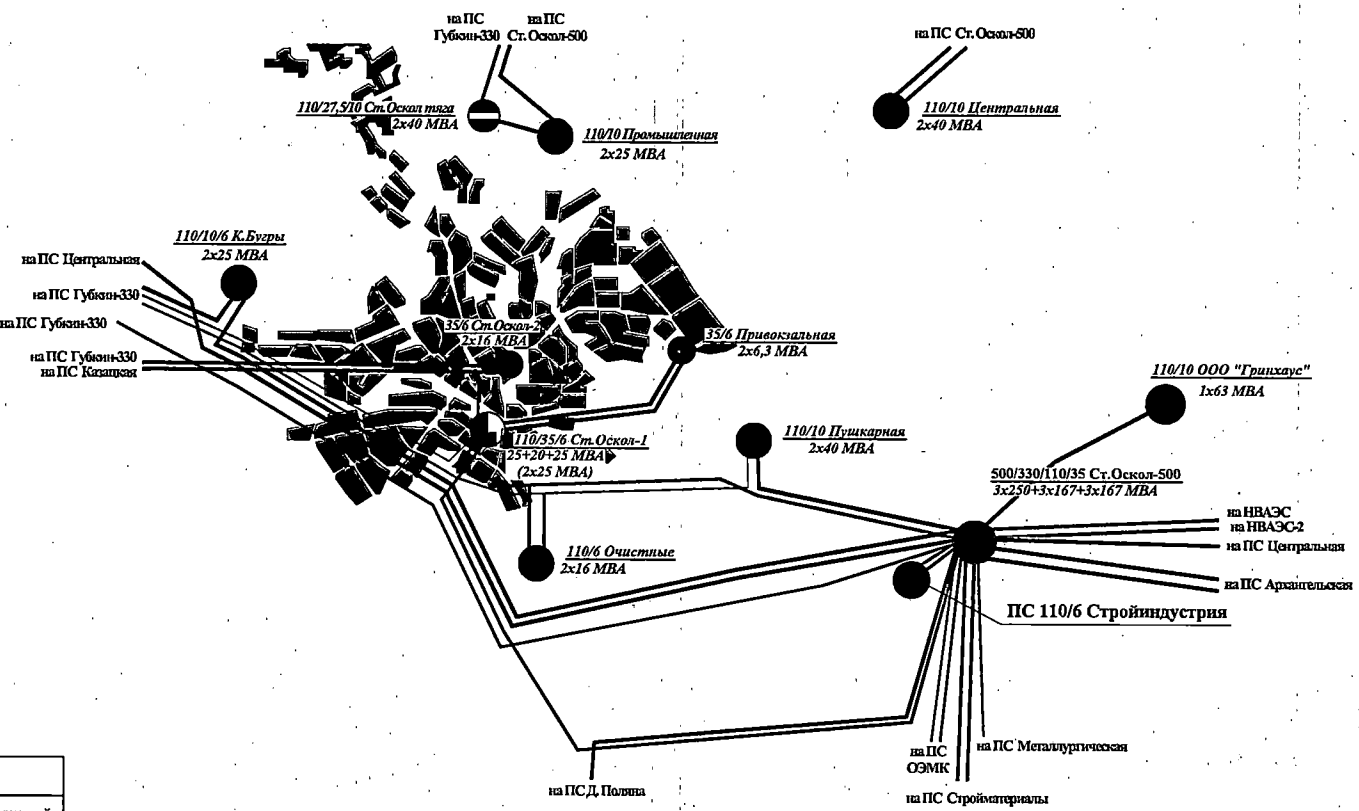
Белгородская область

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2021 – 2025 годы

Стадия	Лист	Листов
П	3	4

Карта-схема Белгородской энергосистемы. Губкинский энергоузел.

Формат А4



Условные обозначения

Электросетевой объект	Обозначение		
	Действующий	Вводимый	Реконструируемый
ВЛ 750 кВ	———		
ВЛ 500 кВ	———	—··—	
ВЛ 330 кВ	———	———	
ВЛ 220 кВ	———		
ВЛ 110 кВ	———	———	– – – –
ПС 750 кВ	⊖		
ПС 500 кВ	⊗		◐
ПС 330 кВ	●		◐
ПС 110/35/10-6 кВ	●	•	◐
Тяговые ПС	⊖		
ТЭЦ	■		

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

3100-СиПР-2021-2025-ХС-2020

Белгородская область

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2021 - 2025 годы

Стадия	Лист	Листов
П	4	4

Карта-схема Белгородской энергосистемы. Старооскольский энергоузел.

Формат А3