



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

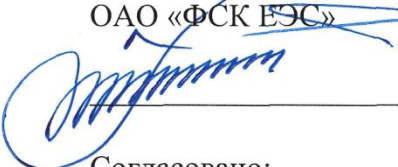
Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт  
по проектированию энергетических систем и электрических сетей

**Э Н Е Р Г О С Е Т Ь П Р О Е К Т**

Согласовано:  
Первый заместитель  
Председателя Правления  
ОАО «СО ЕЭС»

  
И.Г. Шульгинов

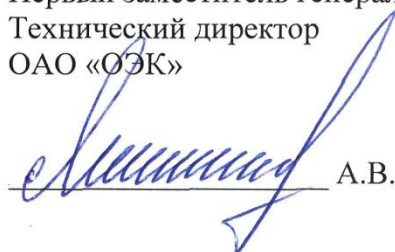
Согласовано:  
Заместитель Председателя Правления -  
Главный инженер  
ОАО «ФСК ЕЭС»

  
А.В. Черезов

Согласовано:  
Заместитель генерального директора –  
Технический директор  
ОАО «МОЭСК»

  
А.В. Чегодаев

Согласовано:  
Первый заместитель генерального директора –  
Технический директор  
ОАО «ОЭК»

  
А.В. Майоров

**«Разработка стратегических направлений развития Московской энергосистемы с учетом роста уровня токов короткого замыкания»**

**Основные положения.**

Заместитель генерального директора



**В. И. Чемоданов**

Директор по развитию энергосистемы



**Н. Н. Утц**

2011

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

### Введение.

Одной из основных проблем функционирования электрической сети Московской энергосистемы являются высокие значения токов к.з. В настоящее время наибольшая величина токов к.з. в сети 110 и 220 кВ наблюдается на шинах подстанций и электростанций, расположенных на территории г. Москвы и ближайшего Подмосковья.

Проблема значительного возрастания уровней токов к.з., особенно в электрической сети 110-220 кВ, наиболее остро проявилась в период 2005 – 2011 годы. Информация о максимальных значениях токов к.з. на энергообъектах Московской энергосистемы приведена в таблице В.1.

Таблица В.1

Максимальные значения тока к.з. на энергообъектах в Московской энергосистеме.

Максимальный уровень токов к.з. в Московской энергосистеме						
Года	500 кВ		220 кВ		110 кВ	
	I, кА	Энергообъект	I, кА	Энергообъект	I, кА	Энергообъект
2005-2006	32,6	Чагино	35,6	Чагино	37,5	ТЭЦ-23
2006-2007	32,6	Чагино	38,9	Очаково	40,8	Полет
2007-2008	33,3	ТЭЦ-26	39,6	Бутырки	40,8	Полет
2008-2009	36,1	Бескудниково	52,0	ТЭЦ-21	42,7	Полет
2009-2010	36,3	Бескудниково, ТЭЦ-26	59,0	Очаково	43,6	Полет
2010-2011	39,3	ТЭЦ-26	61,7	Очаково	47	Полет
2011-2012	39,3	ТЭЦ-26	62,8	Очаково	50,4	Полет

Основными причинами роста токов к.з. являются:

- ввод новых подстанций и линий электропередачи 220 и 110 кВ
- увеличение авто- и трансформаторной мощности ПС 500 кВ
- сооружение новых блоков электростанций и схем выдачи их мощности.

Проведенные расчеты показали, что к 2020 году в Московской энергосистеме при существующем секционировании электрической сети токи к.з. превысят значение:

- 63 кА на 16 существующих и вновь сооружаемых энергообъектах 500 и 220 кВ
- 80 кА на 10 энергообъектах.

В качестве основного мероприятия по ограничению токов к.з. в Московской энергосистеме в настоящее время применяется секционирование (деление) сети 110

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

и 220 кВ. Информация о количестве точек секционирования электрической сети 110 – 220 кВ Московской энергосистемы приведена в таблице В.2.

Таблица В.2.

Количество точек секционирования электрической сети 110 – 220 кВ Московской энергосистемы.

Параметры энергосистемы	Напряжение	2010-2011гг.	2011-2012 гг.
Общее число мест секционирования сети	Всего (в т.ч. по условиям ТКЗ)	128 (109)	130 (111)
	220 кВ	31 (31)	32 (32)
	110 кВ	97 (78)	98 (79)

Значительное количество существующих точек секционирования электрической сети 110-220 кВ и невозможность их увеличения по условиям обеспечения надежного электроснабжения потребителей определяют необходимость разработки и реализации технических мероприятий по ограничению токов к.з.

Ограничение уровней токов к.з. в Московской энергосистеме создаст благоприятные условия для надежной работы энергосистемы и отдельных ее элементов, обеспечения надежного электроснабжения потребителей в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах, а также создаст предпосылки для дальнейшего развития энергосистемы.

### **1. Разработка сценариев развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з.**

Основой для разработки сценариев развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з. являются результаты расчетов токов короткого замыкания на краткосрочную и среднесрочную перспективу, а также мировой опыт применения технических решений по ограничению токов к.з. и формированию структуры электрических сетей мегаполисов.

Расчеты токов к.з. на перспективу выполнялись на верифицированных расчетных моделях с учетом существующих мест секционирования электрической сети.

Анализ уровней токов к.з. на среднесрочную перспективу (до 2015 года) выявил проблему роста токов к.з. в электрической сети 110-220 кВ г.Москвы до сверхвысоких уровней, превышающих отключающую способность существующего серийно выпускаемого оборудования. Сверхвысокие уровни токов к.з. зафиксированы на 26 ПС и РУ электростанций и обусловлены планируемым сооружением в центральной части г. Москвы значительного количества электросетевых объектов и генерирующих мощностей.

В долгосрочной перспективе (до 2020 года) дополнительный рост уровней токов к.з. на территории г. Москвы практически отсутствует, поскольку новые и реконструируемые в этот период энергообъекты располагаются в основном на территории Московской области.

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

Информация о расчетных значениях токов к.з. в электрической сети 110 – 220 кВ Московской энергосистемы на среднесрочную и долгосрочную перспективу приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1.

Значения токов к.з. в электрической сети 110-220 кВ Московской энергосистемы

Наименование подстанций	Наименование систем шин	Отключающая способность выключателей на 01.01.2011г., кА	Среднесрочная перспектива		Долгосрочная перспектива	
			Ток к.з., кА		Ток к.з., кА	
			$I^{(3)}$	$I^{(1)}$	$I^{(3)}$	$I^{(1)}$
№ 214 ПС Очаково	1 с.ш. 220 кВ	63	<b>103,1</b>	<b>115,5</b>	<b>105,7</b>	<b>117,9</b>
	2 с.ш. 220 кВ		<b>95,4</b>	<b>108,1</b>	<b>103,3</b>	<b>116,0</b>
№ 505 ПС Бескудниково	1 с.ш. 220 кВ	63	<b>93,4</b>	<b>97,0</b>	<b>93,4</b>	<b>97,0</b>
	2 с.ш. 220 кВ		<b>90,4</b>	<b>95,6</b>	<b>90,4</b>	<b>95,6</b>
ТЭЦ-12	1 с.ш. 220 кВ	63	<b>77,9</b>	<b>88,0</b>	<b>79,1</b>	<b>88,9</b>
	2 с.ш. 220 кВ		<b>72,5</b>	<b>82,5</b>	<b>72,5</b>	<b>82,5</b>
ТЭЦ-16	1 с.ш. 220 кВ	63	<b>64,2</b>	<b>70,5</b>	<b>64,2</b>	<b>70,5</b>
	2 с.ш. 220 кВ		<b>63,6</b>	<b>71,1</b>	<b>64,6</b>	<b>71,2</b>
ТЭЦ-20	1 с.ш. 220 кВ	26,3	<b>82,7</b>	<b>94,4</b>	<b>85,0</b>	<b>96,7</b>
	2 с.ш. 220 кВ		<b>75,9</b>	<b>87,3</b>	<b>75,9</b>	<b>87,3</b>
№ 46 ПС Бутырки	1 с.ш. 220 кВ	40	<b>106,2</b>	<b>118,4</b>	<b>108,3</b>	<b>120,1</b>
	2 с.ш. 220 кВ		<b>94,1</b>	<b>105,6</b>	<b>94,1</b>	<b>105,6</b>
№ 805 ПС Пресня	1 с.ш. 220 кВ	63	<b>75,5</b>	<b>84,6</b>	<b>76,4</b>	<b>85,2</b>
	2 с.ш. 220 кВ		<b>70,6</b>	<b>79,8</b>	<b>70,6</b>	<b>79,8</b>
№ 774 ПС Сити	1 с.ш. 110 кВ	40	<b>52,6</b>	<b>64,3</b>	<b>52,6</b>	<b>64,3</b>
	2 с.ш. 110 кВ	40	<b>37,0</b>	<b>43,5</b>	<b>37,0</b>	<b>43,5</b>
Магистральная	1 с.ш. 220 кВ	63	<b>70,6</b>	<b>79,7</b>	<b>70,6</b>	<b>79,7</b>
	2 с.ш. 220 кВ		<b>66,8</b>	<b>75,3</b>	<b>66,8</b>	<b>75,3</b>

В целях разработки перечня мероприятий, реализация которых необходима для обеспечения развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з., проведен анализ мирового опыта решения задачи ограничения токов к.з. в энергосистемах мегаполисов.

В энергосистеме г. Сеула (Южная Корея) в краткосрочной перспективе ожидается существенное увеличение токов к.з. в электрической сети 154 кВ и 345

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

кВ (токи к.з. в сети 154 кВ значительно превысят уровень в 40 кА, в ряде случаев достигая значений 70 кА). Основными причинами указанного роста токов к.з. являются:

- интенсивное развитие энергосистемы с сооружением кабельных линий электропередачи и объектов генерации;
- замкнутая кольцевая структура электрической сети 345 кВ и развитая распределительная электрическая сеть 154 кВ.

Для ограничения уровней токов к.з. в энергосистеме Сеула, повышения пропускной способности и управляемости электрической сети мегаполиса запланированы к реализации следующие основные мероприятия:

- в среднесрочной перспективе: реконфигурация существующей кольцевой структуры электрической сети 345 кВ путем ее разделения с формированием хордовых связей;
- в долгосрочной перспективе: установка вставок постоянного тока (ВПТ) в электрической сети 345 кВ для объединения вновь созданных электросетевых колец с целью повышения управляемости электрической сети мегаполиса и снижения уровней токов к.з.

При этом следует отметить, что уже в настоящее время электрическая сеть 154 кВ в энергосистеме Сеула работает в разомкнутом режиме, что оказывает существенное влияние на снижение токов к.з. К одной подстанции 345 кВ, как правило, подключено порядка 8 – 10 подстанций 154 кВ, при этом в большинстве случаев электрическая сеть 154 кВ, подключенная к одной из подстанций 345 кВ, отделена от сетей 154 кВ, подключенных к другим подстанциям 345 кВ.

Электрическая сеть энергосистемы в городе Осака (Япония) сформирована таким образом, чтобы выполнить эффективное ограничение токов к.з. и минимизировать перерывы электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах.

Электроснабжение города осуществляется от подстанций 500 кВ посредством электрических сетей номинальным напряжением 275 кВ, 154 кВ и 77 кВ. Используемая конфигурация электрической сети 154 и 77 кВ позволяет обеспечить надежность электроснабжения потребителей мегаполиса и снизить уровни токов к.з.

Линии электропередачи 154 кВ работают в радиальном режиме. На отдельных линиях электропередачи установлены устройства АВР, обеспечивающие включение нормально отключенных линий электропередачи 154 кВ при возникновении аварийных ситуаций. В случае, если линии электропередачи 154 кВ имеют двухцепную конструкцию, каждая из цепей проходит по различным трассам.

Электрическая сеть 77 кВ имеет конфигурацию, которая позволяет каждой из подстанций 77 кВ получать электроснабжение более, чем от одной подстанции 154 кВ. В случае аварийного отключения одной линии электропередачи 77 кВ соответствующая подстанция 77 кВ может быть автоматически переключена на другую подстанцию 154 кВ без перегрузки электрических связей.

Еще одним перспективным направлением развития энергосистем мегаполисов, применение которого в краткосрочной и среднесрочной перспективе рассматривается для значительного количества энергосистем мегаполисов,

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

является применение подстанций глубокого ввода, электроснабжение которых осуществляется от внешней электрической сети, в том числе с использованием высокотехнологичных газонаполненных линий электропередачи. Применение данного технического решения позволяет обеспечить покрытие дефицита мощности в энергосистемах мегаполисов без увеличения токов к.з. из-за отсутствия связи подстанции глубокого ввода с распределительной сетью.

Кроме того, уже в настоящее время широкое применение в энергосистемах мегаполисов по всему миру находят традиционные токоограничивающие реакторы, а также токоограничивающие устройства, выполненные с использованием элементов преобразовательной техники.

На основе проведенного анализа зарубежного опыта построения электрических сетей мегаполисов и применяемых методов и средств ограничения уровней токов к.з. разработаны следующие четыре сценария развития электрической сети Московского региона с ограниченным уровнем токов к.з.:

1. «Традиционный»;
2. «Балансирующий»;
3. «Внешний»;
4. «ВПТ и глубокие вводы».

В вышеуказанных сценариях предусмотрено применение следующих технических мероприятий в различных сочетаниях:

- реализация различной конфигурации электрических сетей;
- применение управляемых элементов переменного и постоянного тока;
- установка токоограничивающих устройств;
- замена коммутационного оборудования.

## **2. Оценка технической эффективности реализации разработанных сценариев развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з.**

Оценка технической эффективности реализации разработанных сценариев развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з. осуществлялась на основании анализа результатов расчетов токов к.з, а также установившихся электроэнергетических режимов в нормальной и ремонтных схемах, а также в послеаварийных режимах в соответствии с требованиями «Методических указаний по устойчивости энергосистем», утвержденных Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

### **2.1. Сценарий 1 «Традиционный».**

Сценарий 1 «Традиционный» предполагает реализацию следующих технических мероприятий:

- установка в электрической сети 110 – 220 кВ токоограничивающих реакторов (ТОР) и токоограничивающих устройств (ТОУ);
- замена коммутационного оборудования, выработавшего нормативный срок службы, отключающая способность которого не соответствует перспективным уровням токов к.з.;
- выполнение дополнительных точек секционирования электрической сети.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Сценарий 1 не предполагает существенного изменения структуры электрической сети Московской энергосистемы. В данном сценарии предлагается применение технических решений, которые позволят обеспечить решение задачи ограничения токов к.з. в Московской энергосистеме там, где она является наиболее актуальной. Анализ мировой практики показывает, что данный сценарий в настоящее время применяется в энергосистемах большого количества мегаполисов.

В рамках Сценария 1 (базовый вариант) рассматривается реализация следующих мероприятий:

- **установка ТОР:**
  - на ШСВ 220 кВ ПС Центральная (20 Ом);
  - на линии 110 кВ Новобратцево – Ленинградская 1,2 (4 Ом);
  - на КЛ 110 кВ Чоботы – Полёт 1,2 (2 Ом);
  - на КЛ 220 кВ ТЭЦ-21 - Н.Братцево 1,2 (2 Ом);
  - на КЛ 110 кВ Бутово-Грач 1,2 (2 Ом);
- **установка ТОУ сопротивлением 40 Ом:**
  - между 1 и 3, 2 и 4 секцией 220 кВ ПС 500 кВ Очаково;
  - между 1 и 2, 3 и 4 секцией 220 кВ ПС 500 кВ Бескудниково;
  - на ЛЭП 220 кВ Очаково - Мневники 1;
  - на ЛЭП 220 кВ Мневники - ТЭЦ-16 2;
  - на ЛЭП 220 кВ Матвеевская - Пресня 1;
  - на ЛЭП 220 кВ Пресня - ТЭЦ-12 2;
  - на ЛЭП 220 кВ Бутырки - Белорусская 1;
  - на ЛЭП 220 кВ Бутырки - Мещанская 2;
  - на ЛЭП 220 кВ Белорусская - Магистральная 2;
  - на ЛЭП 220 кВ Мещанская - Красносельская 1;
  - на ЛЭП 220 кВ ТЭЦ-20 - Золотаревская 1,2;
  - на ЛЭП 220 кВ ТЭЦ-23 - Красносельская 1,2;
- **замена** отработавших нормативный срок масляных и воздушных **выключателей** на подстанциях, где токи к.з. превышают отключающую способность выключателей. Объем замены выключателей приведен в таблице 2.2.

В результате реализации мероприятий Сценария 1 (базовый вариант) в Московской энергосистеме уровни токов к.з. стабилизируются на уровне 40 кА и ниже. Уровень в 40 кА превышает только на 35 объектах – преимущественно РУ 220 кВ крупных ТЭЦ и примыкающих к ним ПС, шины 220 кВ ПС 500 кВ Московского кольца, шины 110 кВ ПС ЦАО. Уровень токов к.з. в 50 кА превышает только на 5 объектах: шины 220 кВ ПС 500 кВ Чагино, ТЭЦ-21, шины 110 кВ ПС 220 кВ Пресня, Фили, Магистральная.

Величины токов к.з. на шинах 110-220 кВ энергообъектов, на которых прогнозируются наибольшие токи к.з. до и после реализации мероприятий по Сценарию 1 (базовый вариант) приведены в таблице 2.1.

Следует отметить, что при реализации мероприятий Сценария 1 (базовый вариант) создание дополнительных мест секционирования электрической сети Московской энергосистемы не предполагается.

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

Таблица 2.1.

Значения токов к.з. в электрической сети 110-220 кВ г. Москвы на среднесрочную перспективу при реализации мероприятий Сценария 1(базовый вариант)

Наименование подстанций	Наименование систем шин	Откл. способность выключателей, необходимая замена выключателей, кА	Ток к.з., кА				Мероприятия по ограничению токов к.з.
			Без мероприятий		Установка ТОР и ТОУ		
			$I^{(3)}$	$I^{(1)}$	$I^{(3)}$	$I^{(1)}$	
№ 214 ПС Очаково	РУ 500 кВ	63	45,5	46,3	40,3	39,8	–ТОУ 40 Ом между 1 и 3, 2 и 4 секцией 220 кВ ПС 500 кВ Очаково –ТОУ 40 Ом на ЛЭП 220 кВ Очаково - Мневники 1
	1 с.ш. 220 кВ	63	103,1	115,5	37,9	40,8	
	2 с.ш. 220 кВ		95,4	108,1	35,3	40,7	
	3 с.ш. 220 кВ		103,1	115,5	32,6	35,8	
	4 с.ш. 220 кВ		95,4	108,1	43,9	47,7	
№ 505 ПС Бескудниково	РУ 500 кВ	63	41,5	36,9	40,2	35,6	–ТОУ 40 Ом между 1 и 2, 3 и 4 секцией 220 кВ ПС 500 кВ Бескудниково
	1 с.ш. 220 кВ	63	93,4	97,0	47,1	47,0	
	2 с.ш. 220 кВ		90,4	95,6	35,3	38,7	
	3 с.ш. 220 кВ		93,4	97,0	44,1	46,2	
	4 с.ш. 220 кВ		90,4	95,6	36,9	39,3	
ТЭЦ-12	1 с.ш. 220 кВ	63	77,9	88,0	16,8	19,2	–ТОУ 40 Ом на ЛЭП 220 кВ Пресня - ТЭЦ-12 2 –Замена выключателей
	2 с.ш. 220 кВ		72,5	82,5	13,6	15,7	
	1 с.ш. 110 кВ	(31,5; 35,5; 40; 42) ⇒63;	33,4	36,8	29,8	33,5	
	2 с.ш. 110 кВ	63	34,5	40,6	30,0	36,1	
ТЭЦ-16	1 с.ш. 220 кВ	63	64,2	70,5	26,8	29,3	–ТОУ 40 Ом на ЛЭП 220 кВ Мневники - ТЭЦ-16 2
	2 с.ш. 220 кВ		63,6	71,1	26,7	31,1	
ТЭЦ-20	1 с.ш. 220 кВ	26,3⇒63	82,7	94,4	29,1	33,1	–ТОУ 40 Ом на ЛЭП 220 кВ ТЭЦ-20 - Золотаревская 1,2 –Замена выключателей
	2 с.ш. 220 кВ		75,9	87,3	24,2	28,4	
№ 46 ПС Бутырки	1 с.ш. 220 кВ	40⇒63	106,2	118,4	47,1	47,3	–ТОУ 40 Ом на ЛЭП 220 кВ Бутырки– Белорусская 1 –ТОУ 40 Ом на ЛЭП 220 кВ Бутырки – Мещанская 2 –Замена выключателей
	2 с.ш. 220 кВ		94,1	105,6	42,0	42,5	
№ 805	1 с.ш. 220 кВ	63	75,5	84,6	16,7	19,0	–ТОУ 40 Ом на ЛЭП

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



ПС Пресня	2 с.ш. 220 кВ	40⇒63	70,6	79,8	28,3	26,8	220 кВ Матвеевская - Пресня 1 –ТОУ 40 Ом на ЛЭП 220 кВ Пресня - ТЭЦ-12 2 –Замена выключателей
	1 с.ш. 110 кВ		52,6	64,3	46,3	57,5	
	2 с.ш. 110 кВ		52,6	64,3	46,3	57,5	
	2 с.ш. 110 кВ		37,0	43,5	32,6	39,0	
Магистральная	1 с.ш. 220 кВ	63	70,6	79,7	25,6	29,4	–ТОУ 40 Ом на ЛЭП 220 кВ Белорусская – Магистральная 2
	2 с.ш. 220 кВ	63	66,8	75,3	24,6	26,6	
	1 с.ш. 110 кВ	63	51,1	61,8	45,2	55,6	
	2 с.ш. 110 кВ	63	51,1	61,8	45,2	55,6	

Требуемые мероприятия по замене выключателей, отработавших нормативный срок службы, отключающая способность которых не соответствует уровням токов к.з., частично учтены в Инвестиционных программах субъектов электроэнергетики.

Информация о требуемом объеме замены коммутационного оборудования с указанием наличия указанного оборудования в планах (инвестиционных программах) субъектов электроэнергетики и оценкой капитальных затрат приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Требуемый объем замены коммутационного оборудования по Сценарию 1  
(базовый вариант)

**Сценарий 1 «Традиционный». Базовый вариант.**

Замена выключателей	Напряжение	Среднесрочная перспектива			Долгосрочная перспектива			ИТОГО		
		Всего	Есть в ИП	Нет в ИП	Всего	Есть в планах компаний	Отсутствуют в планах компаний	Всего	Есть в планах компаний	Отсутствуют в планах компаний
<b>Всего</b>	500 кВ	24	24	-				24		-
	220 кВ	171	137	34	28	8	20	199	145	54
	110 кВ	411	311	100	80	53	27	491	364	127
Стоимость, млрд.руб.		29,239	23,201	6,038	4,68	2,294	2,386	33,919	25,495	8,424
<b>ОАО «ФСК ЕЭС»</b>	500 кВ	22	22	-				22	22	-
	220 кВ	44	44	-				44	44	-
	110 кВ	61	61	-	36	36	-	97	97	-
Стоимость, млрд.руб.		7,574	7,574	-	1,224	1,224	-	8,798	8,798	-
<b>ОАО «МОЭСК»</b>	220 кВ	97	79	18	8	8	-	105	87	18
	110 кВ	323	232	91	38	17	21	361	249	112
Стоимость, млрд.руб.		18,427	13,815	4,612	1,784	1,07	0,714	20,211	14,885	5,326
<b>ОАО «Мосэнерго»</b>	500 кВ	2	2					2	2	-
	220 кВ	15	14	1	2	-	2	17	14	3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

	110 кВ	27	18	9	6	-	6	33	18	15
Стоимость, млрд.руб.		2,188	1,812	0,376	0,412	-	0,412	2,6	1,812	0,788
Шатурская ГРЭС (Е-ОН)	220 кВ				18	-	18	18	-	18
Стоимость, млрд.руб.					1,26	-	1,26	1,26	-	1,26
Каширская ГРЭС (ОГК-1)	220 кВ	15	-	15				15	-	15
Стоимость, млрд.руб.		1,05	-	1,05				1,05	-	1,05

Факторами, ограничивающими возможность и техническую эффективность реализации Сценария 1 (базовый вариант) являются:

- отсутствие серийного производства ТООУ;
- ограниченная возможность применения ТООР и ТООУ на ПС 220 и 110 кВ в условиях городской застройки из-за значительных габаритов устройств;
- рост потерь активной мощности при установке ТООР и ТООУ.

В качестве альтернативного варианта реализации Сценария 1 рассмотрен вариант без установки на энергообъектах ТООУ. В этом случае единственным вариантом обеспечения допустимых уровней токов к.з. является создание дополнительных мест секционирования электрической сети. Минимальное количество дополнительных мест секционирования обеспечивается при:

- делении шин 220 кВ ПС 500 кВ Очаково на 4 секции;
- делении шин 220 кВ ПС 500 кВ Бескудниково на 4 секции;
- размыкание транзитов двухцепного кольца 220 кВ ЦАО;
- размыкание связи 220 кВ Очаково – Бескудниково.

При этом в электрической сети Московской энергосистемы создаются 10 дополнительных точек секционирования:

- деление шин 220 кВ ПС Очаково на 4 секции;
- деление шин 220 кВ ПС Бескудниково на 4 секции;
- ВЛ 220 кВ Мневники – ТЭЦ-16 (2-я цепь);
- ВЛ 220 кВ Ваганьковская - Гражданская (1-я цепь);
- ВЛ 220 кВ Матвеевская – Пресня (1-я цепь);
- ВЛ 220 кВ ТЭЦ-12 - Золотаревская (2-я цепь);
- ВЛ 220 кВ Красносельская – Мещанская (1-я цепь);
- ВЛ 220 кВ Мещанская – Бутырки (2-я цепь);
- ВЛ 220 кВ Магистральная – Белорусская (2-я цепь);
- ВЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки (1-я цепь).

Потребность в установке ТООР и замене выключателей для Сценария 1 (альтернативный вариант) сохраняется в объеме, требуемом для Сценария 1 (базовый вариант).

Техническая эффективность реализации мероприятий Сценария 1 (альтернативный вариант) в части ограничения токов к.з. аналогична Сценарию 1 (базовый вариант).

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

## 2.2. Сценарий 2 «Балансирующий».

Сценарий 2 «Балансирующий» предполагает реализацию следующих технических мероприятий:

- разделение электрической сети 110-220 кВ Московской энергосистемы на четыре части с установкой на разомкнутых связях устройств АВР (для обеспечения электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах);
- установка в электрической сети 110 – 220 кВ токоограничивающих реакторов (ТОР);
- замена коммутационного оборудования, выработавшего нормативный срок службы, отключающая способность которого не соответствует перспективным уровням токов к.з.

При реализации данного сценария в энергосистеме г. Москвы формируются сбалансированные по мощности подсистемы, которые связаны между собой по сети 500 кВ.

При разработке наиболее эффективного способа реализации Сценария 2 было предложено осуществлять последовательный переход к новой структуре электрической сети Московской энергосистемы в соответствии со следующими этапами.

Этап 1. Деление электрической сети 110 кВ г. Москвы на 2 части - северную и южную с установкой устройств АВР на размыкаемых связях. Альтернативой установки устройств АВР может являться установка на размыкаемых транзитах вставок постоянного тока (ВПТ), обеспечивающих возможность обмена мощностью между подсистемами без увеличения токов к.з., однако техническая реализация данного решения может оказаться затруднительной ввиду значительных габаритов и стоимости ВПТ.

Для разделения электрической сети 110 кВ г. Москвы на 2 части – северную и южную необходимо выполнить отключение следующих связей 110 кВ:

- ЛЭП 110 кВ Н.Кунцево-Рублево, 2 цепи;
- ЛЭП 110 кВ Немчиновка-Барвиха, 2 цепи (установлены ТОР по 2 Ом);
- ЛЭП 110 кВ Очаково-Ходынка;
- ЛЭП 110 кВ Фили-Ходынка;
- ЛЭП 110 кВ Мазилово-Красногорская, 2 цепи;
- ЛЭП 110 кВ Сити-Маяковская, 2 цепи;
- ЛЭП 110 кВ Чухлинка-Карачарово, 2 цепи;
- ЛЭП 110 кВ Дубровская-Карачарово, 2 цепи;
- ЛЭП 110 кВ Красково-Некрасовка с отп., 2 цепи.

Результатом реализации первого этапа является:

- снижение токов к.з.;
- ликвидация транзитных перетоков мощности по сети 110 кВ.

Этап 2. Деление электрической сети 110 кВ г. Москвы на 4 части – северо-западную, северо-восточную, юго-западную, юго-восточную с установкой устройств АВР на размыкаемых связях.

Для реализации разделения электрической сети 110 кВ г. Москвы на 4 части необходимо дополнительно отключить следующие связи 110 кВ:

- ЛЭП 110 кВ Бутырки-Самарская, 2 цепи;
- ЛЭП 110 кВ Вернадская-Семеновская, 2 цепи;

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

- ЛЭП 110 кВ Бутово-Бирюлево.

Результатом реализации второго этапа является:

- снижение токов к.з.;
- распределение нагрузки и генерации по частям системы, формирование 4-х сбалансированных подсистем.

Связь образовавшихся в результате деления электрических сетей 110 кВ подсистем осуществляется по электрическим сетям 220 и 500 кВ.

Отключаемые для реализации этапов 1 и 2 Сценария 2 линии электропередачи указаны на рисунке 1.

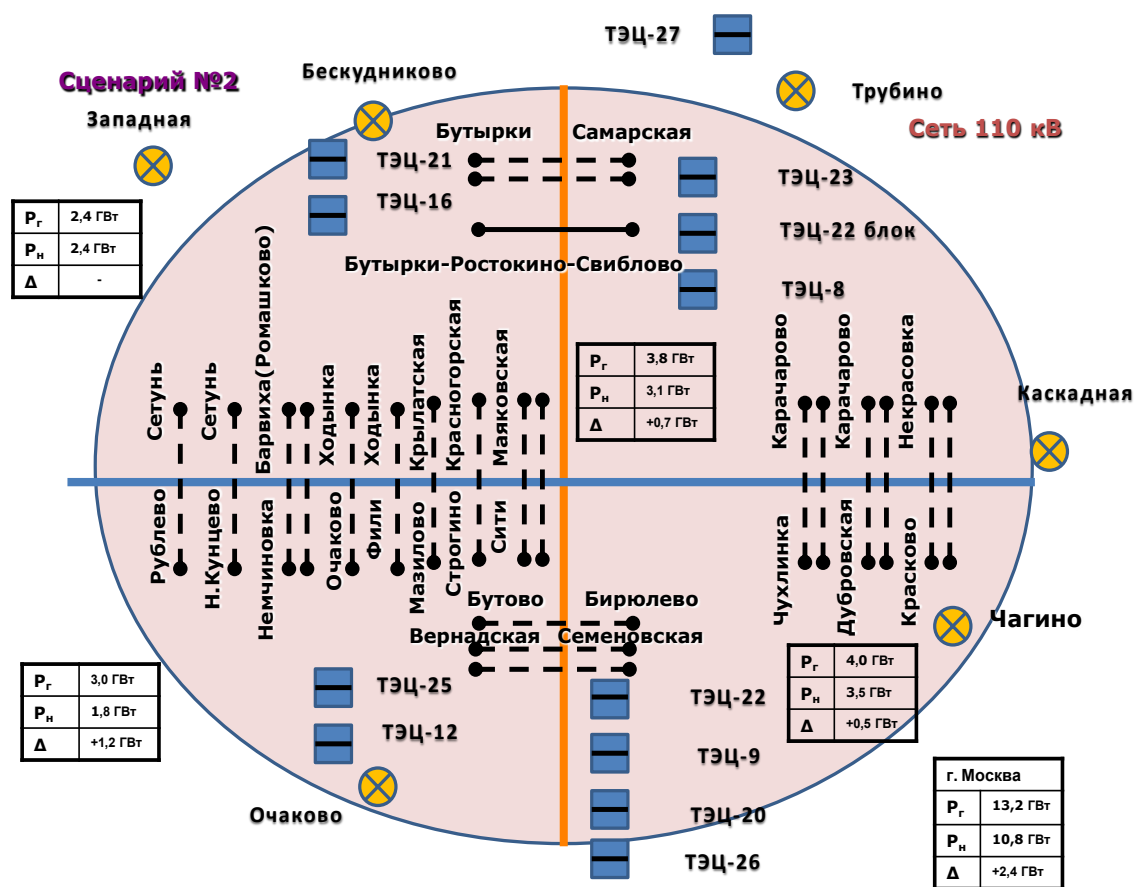


Рисунок 1. Этапы 1 и 2 Сценария 2 «Балансирующий»

Этап 3. Деление электрической сети 220 кВ г. Москвы на 2 части - северную и южную с установкой устройств АВР на отключаемых связях.

Для разделения электрической сети 220 кВ г. Москвы на 2 части необходимо отключить следующие связи 220 кВ:

- ЛЭП 220 кВ Красногорская-Герцево, 2 цепи;
- ЛЭП 220 кВ Мневники-ТЭЦ-16, 2 цепи;
- ЛЭП 220 кВ Матвеевская-Пресня, 2 цепи;
- ЛЭП 220 кВ Магистральная-Белорусская, 2 цепи;
- ЛЭП 220 кВ Кожевническая-Красносельская, 2 цепи;
- ЛЭП 220 кВ Пахра-Восточная;
- ЛЭП 220 кВ Чагино-Восточная;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

- ЛЭП 220 кВ Сабурово-Баскаково;
- ЛЭП 220 кВ Горьковская-Абрамово, 2 цепи.

Результатом реализации третьего этапа является:

- снижение токов к.з.;
- ликвидация транзитных перетоков мощности по сети 220 кВ.

**Этап 4.** Деление электрической сети 220 кВ г. Москвы на 4 части – северо-западную, северо-восточную, юго-западную, юго-восточную с установкой устройств АВР на отключаемых связях.

Для реализации разделения электрической сети 220 кВ г. Москвы на 4 части необходимо дополнительно отключить следующие связи 220 кВ:

- ЛЭП 220 кВ Марфино-Свиблово, 2 цепи;
- ЛЭП 220 кВ Мещанская-Красносельская, 2 цепи;
- ЛЭП 220 кВ Чоботы-Ясенево, 2 цепи.

Результатом реализации четвертого этапа является:

- снижение токов к.з.;
- распределение нагрузки и генерации по частям системы, формирование 4-х сбалансированных подсистем.

Связь образовавшихся в результате деления электрических сетей 110 и 220 кВ подсистем осуществляется по электрическим сетям 500 кВ.

Отключаемые для реализации этапов 3 и 4 Сценария 2 линии электропередачи указаны на рисунке 2.

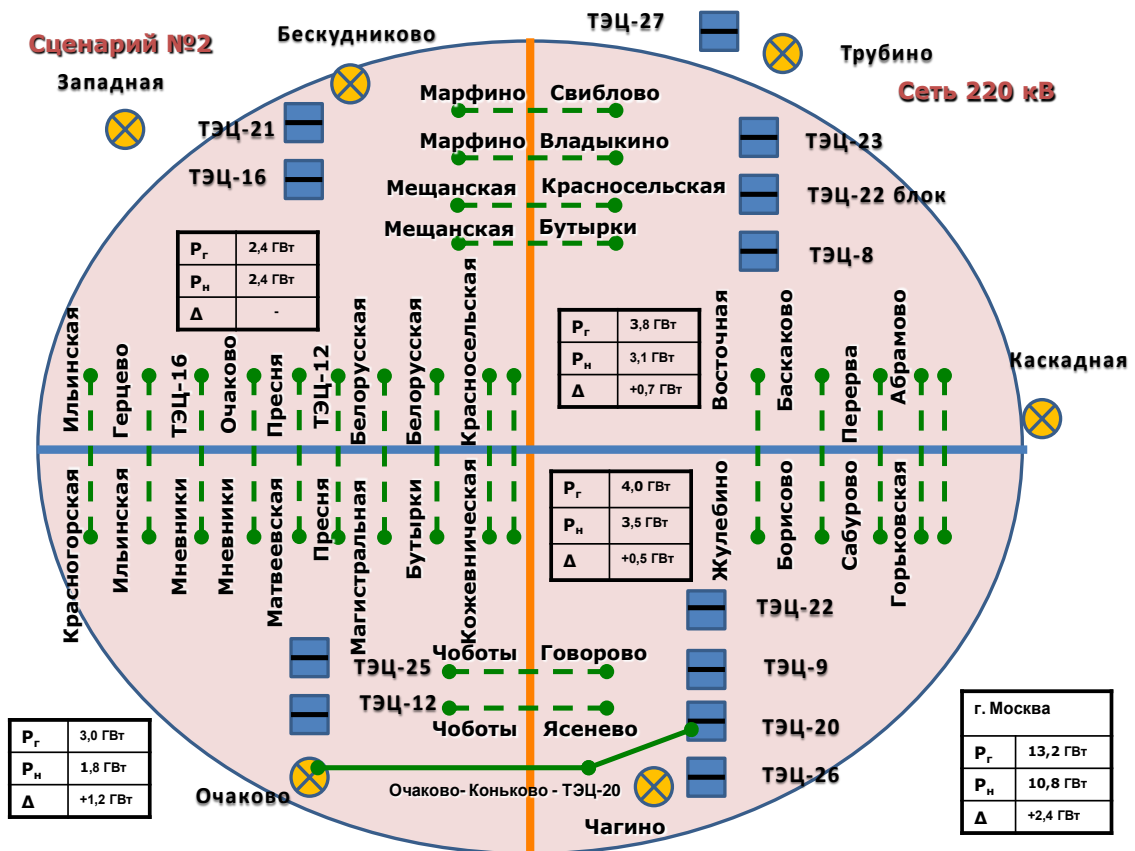


Рисунок 2. Этапы 3 и 4 Сценария 2 «Балансирующий»

Инов. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. №

Проведенная оценка динамики изменения токов короткого замыкания в Московской энергосистеме при реализации каждого из этапов Сценария 2 показала, что требуемый технический эффект достигается при реализации мероприятий по разделению электрической сети предусмотренных Сценарием 2, одновременно как для электрической сети 110 кВ, так и 220 кВ.

В результате реализации вышеуказанных мероприятий в Московской энергосистеме уровни токов к.з. практически стабилизируются на уровне 40 кА и ниже. Уровень в 40 кА превышает только на 16 объектах – преимущественно РУ 220 кВ крупных московских ТЭЦ и примыкающих к ним ПС, шины 220 кВ ПС 500 кВ Московского кольца, шины 110 кВ ПС ЦАО. Уровень токов к.з. в 50 кА превышает только на 8 энергообъектах.

Кроме того, при предлагаемом делении электрической сети могут быть ликвидированы существующие точки нормального секционирования:

- в сети 220кВ: на ГРЭС-5, ПС Нововнуково, ПС Руднево;
- в сети 110кВ: на ГРЭС-4, ПС Бескудниково, ПС Красногорская, ПС Центральная, ПС Ангелово, ПС Дуговая, ПС Затишье, ПС Истомкино, ПС Новодомодедово, ПС Новокунцево, ВЛ Новобратцево — Бутаково с отп.

Величины токов к.з. на шинах 110-220 кВ энергообъектов, на которых прогнозируются наибольшие токи к.з. до и после реализации мероприятий по Сценарию 2 приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3.

Значения токов к.з. в электрической сети 110-220 кВ г.Москвы на среднесрочную перспективу при реализации мероприятий Сценария 2

Наименование подстанций	Наименование систем шин	Отключающая способность выключателей, кА	Среднесрочная перспектива						Мероприятия по снижению токов к.з., которые требуется провести дополнительно к делению сети г. Москвы на 4 части в среднесрочной перспективе с учетом дополнительных рекомендаций по замене выключателей
			Без мероприятий		деление сети 220 и 110 кВ г. Москвы на 4 части		замыкания части точек нормального разрыва сети		
			Ток к.з., кА		Ток к.з., кА		Ток к.з., кА		
			$I^{(3)}$	$I^{(1)}$	$I^{(3)}$	$I^{(1)}$	$I^{(3)}$	$I^{(1)}$	
№ 214 ПС Очаково	РУ 500 кВ	63	45,5	46,3	39,9	41,6	38,9	38,8	
	1 с.ш. 220 кВ	63	103,1	115,5	50,6	59,5	46,5	54,8	
	2 с.ш. 220 кВ		95,4	108,1	45,5	53,2	47,6	55,2	
	1 с.ш. 110 кВ	63	22,2	19,7	6,5	7,9	20,4	22,1	
	2 с.ш. 110 кВ		29,6	24,2	9,2	10,1	10,7	13,3	
	3 с.ш. 110 кВ		25,1	25,7	23,6	24,5	23,9	24,7	
4 с.ш. 110 кВ	33,9		37,3	31,5	35,2	41,5	46,4		
№ 505 ПС Бескудниково	РУ 500 кВ	63	41,5	36,9	38,4	34,4	38,5	34,5	
	1 с.ш. 220 кВ	63	93,4	97,0	52,6	58,2	52,9	58,5	
	2 с.ш. 220 кВ		90,4	95,6	50,3	56,9	51,0	57,6	
	1 с.ш. 110 кВ	40	24,3	29,5	23,1	28,3	29,7	36,4	
	2 с.ш. 110 кВ		9,3	11,2	9,3	11,2	29,7	36,4	
ТЭЦ-16	1 с.ш. 220 кВ	Реком. 63	64,2	70,5	28,2	31,2	28,4	31,3	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

	2 с.ш. 220 кВ		63,6	71,1	29,3	33,9	29,4	34,0	
ТЭЦ-20	1 с.ш. 220 кВ	26,3	82,7	94,4	28,1	33,4	28,6	33,9	Замена выключателей: 220кВ – на 40кА. 110кВ – на 50кА, либо размыкание СВ 110кВ ТЭЦ-20
	2 с.ш. 220 кВ		75,9	87,3	21,1	25,5	21,9	26,3	
	1 с.ш. 110 кВ	40; 50	24,1	25,7	11,4	13,8	35,6	41,4	
	2 с.ш. 110 кВ		28,0	30,9	25,3	28,4	35,6	41,4	
ТЭЦ-23	1 с.ш. 220 кВ	35,5; 40; 63	89,2	98,9	26,6	29,3	37,3	38,4	Замена выключателей: 220кВ – 35,5кА на 40кА.
	2 с.ш. 220 кВ		81,7	92,1	25,4	29,5	28,2	32,1	
№ 46 ПС Бутырки	1 с.ш. 220 кВ	40	106,2	118,4	50,6	52,2	51,0	52,5	Замена выключателей: 220 кВ - 40 кА x 16 шт. на 63 кА
	2 с.ш. 220 кВ		94,1	105,6	33,6	34,3	33,9	34,5	
№ 805 ПС Пресня	1 с.ш. 220 кВ		75,5	84,6	26,5	31,3	26,9	31,7	Замена выключателей: 110 кВ – 40 кА x 9 шт. на 63 кА
	2 с.ш. 220 кВ		70,6	79,8	26,8	25,1	27,4	25,4	
	1 с.ш. 110 кВ	40	52,6	64,3	34,3	42,7	34,3	42,6	
	2 с.ш. 110 кВ		52,6	64,3	34,3	42,7	34,3	42,6	
№ 774 ПС Сити	1 с.ш. 110 кВ	40	52,6	64,2	34,2	42,5	34,1	42,4	Замена выключателей: 110 кВ – 40 кА x 9 шт. на 63 кА
	2 с.ш. 110 кВ		37,0	43,5	11,6	14,3	11,6	14,4	

Имеющиеся несоответствия отключающей способности установленных выключателей уровням токов к.з. после деления электрической сети 110 и 220 кВ г. Москвы на 4 части в среднесрочной перспективе должны устраняться путем:

- **установки ТОР:**
  - на ШСВ 220 кВ ПС Центральная (20 Ом);
  - на линии 110 кВ Новобратцево – Ленинградская 1,2 (4 Ом);
  - на КЛ 110 кВ Чоботы – Полёт 1,2 (2 Ом);
  - на КЛ 220 кВ ТЭЦ-21 - Новобратцево 1,2 (2 Ом);
  - на КЛ 110 кВ Бутово-Грач 1,2 (2 Ом);
- **замены** отработавших нормативный срок масляных и воздушных **выключателей** на подстанциях, где токи к.з. превышают отключающую способность выключателей. Объем замены выключателей приведен в таблице 2.4.

Сравнение требуемого объема замены коммутационного оборудования при реализации Сценария 2 с аналогичным показателем по Сценарию 1 показывает, что в соответствии со Сценарием 2 требуется замена выключателей на 44 ПС и РУ электростанций, что на 27 энергообъектов меньше, чем для Сценария 1.

Требуемые мероприятия по замене выключателей, отработавших нормативный срок службы, отключающая способность которых не соответствует уровням токов к.з., частично учтены в Инвестиционных программах субъектов электроэнергетики.

Информация о требуемом объеме замены коммутационного оборудования с указанием наличия указанного оборудования в планах (инвестиционных программах) субъектов электроэнергетики и оценкой капитальных затрат приведена в таблице 2.4.

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

Таблица 2.4

## Требуемый объем замены коммутационного оборудования по Сценарию 2

<b>Сценарий 2 – Балансирующий</b>										
Замена выключателей	Напряжение	Среднесрочная перспектива			Долгосрочная перспектива			ИТОГО		
		Всего	Есть в ИП	Нет в ИП	Всего	Есть в планах компаний	Отсутствуют в планах компаний	Всего	Есть в планах компаний	Отсутствуют в планах компаний
<b>Всего</b>	500 кВ	24	24	-				24	24	-
	220 кВ	89	73	16	28	8	20	117	81	36
	110 кВ	298	201	97	80	53	27	378	254	124
Стоимость, млрд.руб.		18,536	14,118	4,418	4,68	2,294	2,386	23,216	16,412	6,804
<b>ОАО «ФСК ЕЭС»</b>	500 кВ	22	22	-				22	22	-
	220 кВ	44	44	-				44	44	-
	110 кВ	61	61	-	36	36	-	97	97	-
Стоимость, млрд.руб.		7,574	7,574	-	1,224	1,224	-	8,798	8,798	-
<b>ОАО «МОЭСК»</b>	220 кВ	25	25	-	8	8	-	33	33	-
	110 кВ	221	133	88	38	17	21	259	150	109
Стоимость, млрд.руб.		8,797	5,805	2,992	1,784	1,07	0,714	10,581	6,875	3,706
<b>ОАО «Мосэнерго»</b>	500 кВ	2	2	-				2	2	-
	220 кВ	5	4	1	2	-	2	7	4	3
	110 кВ	16	7	9	6	-	6	22	7	15
Стоимость, млрд.руб.		1,114	0,738	0,376	0,412	-	0,412	1,526	0,738	0,788
<b>Шатурская ГРЭС (Е-ОН)</b>	220 кВ				18	-	18	18	-	18
Стоимость, млрд.руб.					1,26	-	1,26	1,26	-	1,26
<b>Каширская ГРЭС (ОГК-1)</b>	220 кВ	15	-	15				15	-	15
Стоимость, млрд.руб.		1,05	-	1,05				1,05	-	1,05

Основным фактором, ограничивающим возможность и техническую эффективность реализации Сценария 2, является сложность использования АВР при разделении электрической сети г. Москвы на 4 части в связи с возможностью сохранения в отделившихся в результате аварийных возмущений частях энергосистемы генерирующих мощностей.

### 2.3. Сценарий 3 «Внешний».

Сценарий 3 «Внешний» предусматривает реализацию мероприятий, связанных с установкой вставок постоянного тока (ВПТ) на внешних электрических связях 500 кВ Московской энергосистемы с энергообъектами ОЭС Центра.

Данный Сценарий не предполагает изменения структуры внутренней электрической сети Московской энергосистемы и обеспечивает ограничение токов к.з. в Московской энергосистеме за счет снижения токов подпитки по внешним связям Московской энергосистемы с ОЭС Центра.

В рамках реализации Сценария 3 рассматривается установка ВПТ на следующих ВЛ 500 кВ:

- ВПТ 1500 МВт на ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС-Белый Раст;
- ВПТ 1500 МВт на ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС-Трубино;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



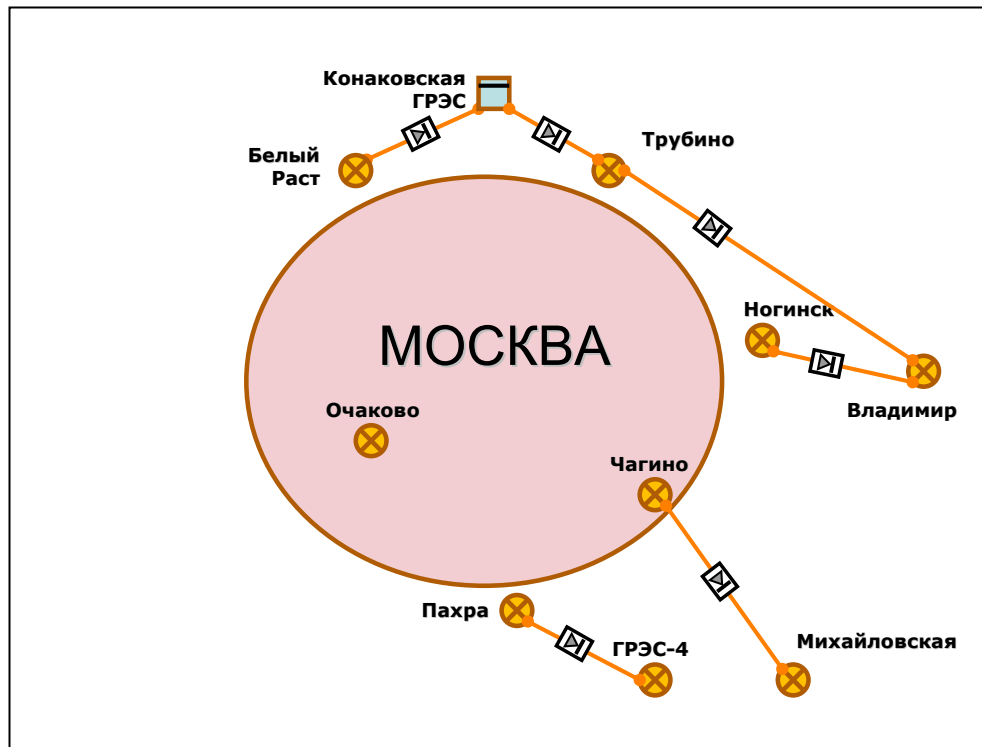
- ВПТ 1500 МВт на ВЛ 500 кВ Владимирская-Ногинск;
- ВПТ 1500 МВт на ВЛ 500 кВ Владимирская-Трубино;
- ВПТ 1500 МВт на ВЛ 500 кВ Михайлов-Чагинос отпайкой на ПС 500 кВ Калужская;
- ВПТ 1500 МВт на ВЛ 500 кВ Каширская ГРЭС-Пахра.

Схема расстановки ВПТ на внешних связях Московской энергосистемы приведена на рисунке 3.

Проведенные расчеты токов к.з. при реализации мероприятий в соответствии со Сценарием 3 продемонстрировали незначительное снижение уровней токов к.з., особенно в электрической сети 110 – 220 кВ, для которой проблема высоких уровней токов к.з. является наиболее актуальной.

Расчетное снижение токов к.з. для сетей различных номинальных напряжений составило:

- для сети 500 кВ: 9,5 – 2,1 кА;
- для сети 220 кВ: 2,8 – 0,1 кА;
- для сети 110 кВ: 1,0 – 0,1 кА.



**Рисунок 3. Схема расстановки ВПТ при реализации Сценария 3 «Внешний»**

Учитывая низкую техническую эффективность реализации мероприятий по Сценарию 3, а также высокую стоимость ВПТ, ограничение токов к.з. в электрической сети 110 – 220 кВ Московской энергосистемы с помощью установки ВПТ в электрической сети 500 кВ нецелесообразно.

Инов. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

#### 2.4. Сценарий 4 «ВПТ и глубокие вводы».

Сценарий 4 «Внешний» предполагает реализацию следующих технических мероприятий:

- установка вставок постоянного тока в электрической сети 220 кВ Московской энергосистемы;
- установка ТОУ сопротивлением 40 Ом на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Бескудниково;
- сооружение подстанций глубокого ввода;
- перевод электрической сети 110 кВ в радиальный режим работы;
- замена коммутационного оборудования, выработавшего нормативный срок службы, отключающая способность которого не соответствует перспективным уровням токов к.з.

В рамках реализации Сценария 4 предлагаются следующие места установки ВПТ:

- две ВПТ на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Очаково мощностью по 400 МВт каждая;
- две ВПТ на ПС 220 кВ Бутырки (заход двух ЛЭП 220 кВ Бутырки – Мещанская и Бутырки – Центральная) мощностью по 200 МВт каждая;
- две ВПТ на ЛЭП ТЭЦ-20 – Кожевническая (на ТЭЦ-20 или на ПС 220 кВ Кожевническая) мощностью по 200 МВт каждая;
- две ВПТ на ЛЭП 220 кВ Восточная – Абрамово мощностью по 200 МВт каждая.

Проведенные расчеты показали, что установка ВПТ в четырех точках электрической сети 220 кВ Московской энергосистемы общей мощностью 2000 МВт и ТОУ 40 Ом на ПС 500 кВ Бескудниково позволит снизить уровни токов к.з. в электрической сети 220 кВ до величин, не превышающих 63 кА. Величины токов к.з. на шинах 220 кВ энергообъектов, на которых прогнозируются наибольшие токи к.з. до и после реализации мероприятий по Сценарию 4 (в части установки ВПТ и ТОУ) приведены в таблице 2.5.

В результате выполнения вышеуказанных мероприятий будет реализовано деление электрической сети 220 кВ г. Москвы на 3 части, связанные между собой управляемыми элементами постоянного тока.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 2.5.

Значения токов к.з. в электрической сети 220 кВ г. Москвы на среднесрочную перспективу при реализации мероприятий Сценария 4 (4 ВПТ и ТОУ на ПС Бескудниково)

Подстанции	Без ВПТ		С ВПТ	
	$I^{(3)}$ кА	$I^{(1)}$ кА	$I^{(3)}$ кА	$I^{(1)}$ кА
<b>ПС Очаково</b> Шины 220 кВ 1 секц.	103,1	115,5	47,2	52,9
Шины 220 кВ 2 секц.	95,4	108,1	45,8	51,4
Шины 220 кВ 1 секц. ппт			54,6	57,9
Шины 220 кВ 2 секц. ппт			52,8	57,1
<b>ПС Бескудниково</b> Шины 220 кВ 1 секц.	93,4	97,0	50,7	50,2
Шины 220 кВ 2 секц.	90,4	95,6	43,3	45,8
Шины 220 кВ 3 секц.	93,4	97,0	48,2	50,2
Шины 220 кВ 4 секц.	90,4	95,6	44,6	46,8
<b>ПС Бутырки</b> Шины 220 кВ 1 секц.	106,2	118,4	53,4	55,8
Шины 220 кВ 2 секц.	94,1	105,6	50,6	53,3
Шины 220 кВ 1 секц. ппт			27,9	30,3
Шины 220 кВ 2 секц. ппт			46,2	49,7
<b>ТЭЦ-16</b> Шины 220 кВ 1 секц.	64,2	70,5	44,5	48,8
Шины 220 кВ 2 секц.	63,6	74,1	43,9	49,5
<b>ТЭЦ-23</b> Шины 220 кВ 1 секц.	89,2	98,9	40,7	42,7
Шины 220 кВ 2 секц.	81,7	92,1	53,5	57,4
<b>ПС Восточная</b> Шины 220 кВ 1 секц.	48,8	48,5	27,1	24,0
Шины 220 кВ 2 секц.	42,3	45,5	33,8	31,4
Шины 220 кВ 1 секц. ппт			19,6	21,4
Шины 220 кВ 2 секц. ппт			21,0	23,6
<b>ТЭЦ-20</b> Шины 220 кВ 1 секц.	75,9	87,3	46,0	50,6
Шины 220 кВ 2 секц.	82,7	94,4	42,3	45,5
Шины 220 кВ 1 секц. ппт			24,1	26,8
Шины 220 кВ 2 секц. ппт			31,3	35,0
<b>ТЭЦ-12</b> Шины 220 кВ 1 секц.	77,9	88,0	47,9	52,3
Шины 220 кВ 2 секц.	72,5	82,5	44,1	47,4

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

В случае отсутствия технической возможности установки ТОУ на ПС 500 кВ Бескудниково (вследствие отсутствия необходимых технических решений или площадки для размещения ТОУ) для снижения токов к.з. до значений, не превышающих 63 кА, потребуется установка ВПТ общей мощностью 2400 МВт в пяти точках электрической сети 220 кВ Московского энергоузла:

- две ВПТ на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Очаково мощностью по 400 МВт каждая;
- две ВПТ на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Бескудниково мощностью по 400 МВт каждая;
- две ВПТ на КЛ 220 кВ Красносельская – Мещанская (на ПС Мещанская или ПС Красносельская) мощностью по 200 МВт каждая;
- две ВПТ на ЛЭП ТЭЦ-20 – Кожевническая (на ТЭЦ-20 или на ПС 220 кВ Кожевническая) мощностью по 200 МВт каждая;
- две ВПТ на ЛЭП 220 кВ Восточная – Абрамово мощностью по 200 МВт каждая.

В результате реализации данного мероприятия будет реализовано деление электрической сети 220 кВ г. Москвы на 4 части, связанные между собой управляемыми элементами постоянного тока.

Величины токов к.з. на шинах 220 кВ энергообъектов, на которых прогнозируются наибольшие токи к.з., при установке пяти ВПТ в сети 220 кВ Московской энергосистемы приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6.

Значения токов к.з. в электрической сети 220 кВ г. Москвы на среднесрочную перспективу при реализации мероприятий Сценария 4 (установка 5 ВПТ)

Подстанции	Ток, к.з., кА с ВПТ	
	Трехфазный, $I^{(3)}$ кА	Однофазный $I^{(1)}$ кА
<b>ПС Очаково</b> Шины 220 кВ 1 секц.	46,3	52,1
Шины 220 кВ 2 секц.	45,7	51,3
Шины 220 кВ 1 секц. ппт	33,6	36,9
Шины 220 кВ 2 секц. ппт	35,6	39,6
Шины 220 кВ 3 секц. ппт	26,8	24,2
Шины 220 кВ 4 секц. ппт	25,0	23,6
<b>Бескудниково</b> Шины 220 кВ 1 секц.	54,6	60,9
Шины 220 кВ 2 секц.	32,9	35,4
Шины 220 кВ 1 секц. ппт	32,8	35,3
Шины 220 кВ 2 секц. ппт	41,8	40,3
<b>ПС Бутырки</b> Шины 220 кВ 1 секц.	39,7	42,8
Шины 220 кВ 2 секц.	53,6	58,1
<b>ПС Восточная</b>	27,1	23,9

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Шины 220 кВ 1 сек. ц.		
Шины 220 кВ 2 секц.	33,8	31,4
Шины 220 кВ 1 секц. ппт	19,6	21,3
Шины 220 кВ 2 секц. ппт	21,0	23,6
<b>ПС Красносельская</b> Шины 220 кВ 1 секц.	33,3	35,4
Шины 220 кВ 2 секц.	31,5	34,6
Шины 220 кВ 1 секц. ппт	32,3	35,0
Шины 220 кВ 2 секц. ппт	40,9	44,6
<b>ТЭЦ-20</b> Шины 220 кВ 1 секц.	35,8	40,1
Шины 220 кВ 2 секц.	31,5	34,8
Шины 220 кВ 1 секц. ппт	24,1	26,4
Шины 220 кВ 2 секц. ппт	23,2	26,0

Мероприятия по установке ВПТ и ТОУ, решая задачу ограничения токов к.з. в электрической сети 220 кВ, не позволяют в полной мере обеспечить требуемое снижение токов к.з. в электрической сети 110 кВ Московской энергосистемы.

Для ограничения токов к.з. в электрической сети 110 кВ предлагается осуществить перевод сети 110 кВ в радиальный режим работы с установкой АВР для обеспечения электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах.

Указанный режим работы сети 110 кВ может быть реализован в среднесрочной перспективе при планируемом сооружении автотрансформаторных связей 220/110 кВ на ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ПС 500 кВ Каскадная, ПС 220 кВ Ромашково и ПС 220 кВ Автозаводская. Организацию электроснабжения ПС 110 кВ при этом предлагается осуществлять следующим образом:

- ПС 110 кВ Вернадская, Немчиновка, Кунцево, Сетунь, Мазилово 1 секц., Крылатское, Шелепиха, Фили 2 секц., Ломоносово от ПС 500 кВ Очаково;
- ПС 110 кВ Ходынка, Динамо от ТЭЦ-16;
- ПС 110 кВ МГУ, Зубовская, Никитская, Маяковская, Берсеневская от ТЭЦ-12;
- ПС 110 кВ Даниловская, Москворецкая, Семеновская, Черемушки, Зюзино от ТЭЦ-20;
- ПС 110 кВ Войковская, Коптеево, Миусская от ПС 220 кВ Гражданская;
- ПС 110 кВ Ленинградская, Ховрино, Свобода, Хуторская от ПС 220 кВ Новобратцево;
- ПС 110 кВ Тушино и подстанции в направлении области от ПС 220 кВ Герцево;
- ПС 110 кВ Останкино, Ростокино, Самарская от ПС 220 кВ Бутырки;
- ПС 110 кВ Рижская, Лефортово, Яузская, Андроньевская, Рогожская от ПС 220 кВ Елоховская;
- ГЭС-1, ПС 110 кВ Раушская, Таганская от ПС 220 кВ Павелецкая;
- ПС 110 кВ Нагорная, Угреша, Кожухово 1 секц. от ПС 220 кВ Южная;
- блок 7 и 5 ТЭЦ-9, ТЭЦ ЗИЛ, ПС Кожухово 2 секц. от ПС 220 кВ Автозаводская;
- ПС 110 кВ Беляево, Курьяново, Сенная от ПС 220 кВ Сабурово;
- ПС 110 кВ Гоголево, Каширская, Видное от ПС 220 кВ Орешково;

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

- ПС 110 кВ АЗЛК, Кузьминки, Чухлинка, Дубровская, Юбилейная, Котельники, блок 6 ТЭЦ-8, Н.Спасская 2 секц., Донецкая, Карачарово 1 секц. от ПС 500 кВ Чагино;
- ПС 110 кВ Ленинская, Люблино, Шипиловская от ПС 220 кВ Борисово;
- ПС 110 кВ Коксогаз, Ям, Расторгуево и подстанции области от ПС 500 кВ Пахра;
- ПС 110 кВ Прожектор, Косино, Выхино, Фрезер, Карачарово 2 секц., блок 9 ТЭЦ-8, ТЭЦ-11 от ПС 220 кВ Баскаково;
- ПС 110 кВ Солнцево, Передельцы, Теплый Стан, Тропарево, Летово и подстанции области от ПС 220 кВ Чоботы;
- ПС 110 кВ Профсоюзная, Битца, Гавриково, Щербинка от ПС 220 кВ Ясенево;
- ПС 110 кВ Бирюлево, Сумская, Царицыно от ПС 220 кВ Чертаново.

Вышеуказанные мероприятия по переводу электрической сети 110 кВ в радиальный режим работы допускается выполнять поэтапно, в зависимости от ввода питающих сеть 110 кВ ПС 220 кВ и сооружения РУ 220 кВ на электрических станциях г. Москвы.

Перевод электрической сети 110 кВ в радиальный режим работы существенно снижает уровни токов к.з. в сети 110 кВ – до величины ниже 30 кА, а также оказывает положительное влияние на снижение токов к.з. в сети 220 кВ.

При замыкании шин 110 кВ на подстанциях Московского энергоузла, работающих в настоящее время с разомкнутыми шинносоединительными выключателями (при ликвидации ряда существующих точек нормального секционирования электрической сети), при переводе сети 110 кВ в радиальный режим работы, уровни токов к.з. в сети 110 кВ не превысят 40 кА. Уровни токов к.з. в сети 220 кВ увеличатся незначительно, но в основном не превысят 50 кА.

При переводе сети 110 кВ в радиальный режим, в случае положительных результатов технико-экономического обоснования, может быть рассмотрено сооружение ВПТ мощностью 50 – 100 МВт между отдельными подстанциями 110 кВ (при наличии технической возможности) вместо установки АВР на отключаемых линиях, что позволит дополнительно увеличить надежность электроснабжения потребителей г. Москвы.

Кроме реализации вышеуказанных мероприятий (установка ВПТ и ТОУ, перевод электрической сети 110 кВ в радиальный режим работы), в рамках реализации Сценария 4 необходимо выполнение замены отработавших нормативный срок службы масляных и воздушных выключателей на подстанциях, где токи к.з. превышают отключающую способность выключателей.

Требуемые мероприятия по замене выключателей, отработавших нормативный срок службы, отключающая способность которых не соответствует уровням токов к.з., частично учтены в Инвестиционных программах субъектов электроэнергетики. Информация о требуемом объеме замены коммутационного оборудования с указанием наличия указанного оборудования в планах (инвестиционных программах) субъектов электроэнергетики и оценкой капитальных затрат приведена в таблице 2.7.

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

Таблица 2.7

## Требуемый объем замены коммутационного оборудования по Сценарию 4

<b>Сценарий 4 – ВПТ и глубокие вводы</b>										
Замена выключателей	Напряжение	Среднесрочная перспектива			Долгосрочная перспектива			ИТОГО		
		Всего	Есть в ИП	Нет в ИП	Всего	Есть в планах компаний	Отсутствуют в планах компаний	Всего	Есть в планах компаний	Отсутствуют в планах компаний
<b>Всего</b>	500 кВ	22	22	-				22	22	-
	220 кВ	117	101	16	28	8	20	145	109	36
	110 кВ	327	236	91	80	53	27	407	289	118
<b>Стоимость, млрд.руб.</b>		21,622	17,408	4,214	4,68	2,294	2,386	26,302	19,702	6,6
<b>ОАО «ФСК ЕЭС»</b>	500 кВ	22	22	-				22	22	-
	220 кВ	44	44	-				44	44	-
	110 кВ	61	61	-	36	36	-	97	97	-
<b>Стоимость, млрд.руб.</b>		7,574	7,574	-	1,224	1,224	-	8,798	8,798	-
<b>ОАО «МОЭСК»</b>	220 кВ	43	43	-	8	8	-	51	51	-
	110 кВ	239	157	82	38	17	21	277	174	103
<b>Стоимость, млрд.руб.</b>		11,03	8,242	2,788	1,784	1,07	0,714	12,814	9,312	3,502
<b>ОАО «Мосэнерго»</b>	220 кВ	15	14	1	2	-	2	17	14	3
	110 кВ	27	18	9	6	-	6	33	18	15
<b>Стоимость, млрд.руб.</b>		1,968	1,592	0,376	0,412	-	0,412	2,38	1,592	0,788
<b>Шатурская ГРЭС (Е-ОН)</b>	220 кВ				18	-	18	18	-	18
<b>Стоимость, млрд.руб.</b>					1,26	-	1,26	1,26	-	1,26
<b>Каширская ГРЭС (ОГК-1)</b>	220 кВ	15	-	15				15	-	15
<b>Стоимость, млрд.руб.</b>		1,05	-	1,05				1,05	-	1,05

Факторами, ограничивающими возможность и техническую эффективность реализации Сценария 4 являются:

- отсутствие серийного производства ТОУ;
- ограниченная возможность установки ТОУ на энергообъектах в Московской энергосистеме кВ в условиях городской застройки из-за значительных габаритов устройств;
- высокая стоимость и недостаток территории для установки ВПТ на энергообъектах в Московской энергосистеме.

Дальнейшее развитие Сценария 4 в долгосрочной перспективе может осуществляться за счет сооружения в г. Москве нескольких мощных ПС 500 кВ глубокого ввода с их объединением в кольцо 500 кВ через ВПТ. Электроснабжение ПС 500 кВ глубокого ввода от электрической сети 500 и 750 кВ (второе Московское кольцо 500 кВ, кольцо 750 кВ вокруг Московской энергосистемы)

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

может осуществляться за счет сооружения высоковольтных газонаполненных линий электропередачи (GIL).

В результате сооружения ПС глубокого ввода, в Московской энергосистеме будет реализовано выделение соответствующее числу ПС 500 кВ глубокого ввода количество подсистем мощностью 5-7 ГВт, расположенных на территории г. Москвы и связанных между собой по электрической сети 500 кВ через ВПТ, что позволит осуществлять управляемые балансовые перетоки между подсистемами. Электрические сети 110 и 220 кВ каждой подсистемы при этом необходимо присоединять к соответствующей ПС 500 кВ глубокого ввода.

В качестве пилотного проекта по реализации вышеуказанного направления развития Московской энергосистемы может рассматриваться перевод ПС 220 кВ Бутырки на напряжение 500 кВ, что позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей ЦАО г. Москвы и снизить загрузку линий 220 кВ со стороны ПС 500 кВ Бескудниково. Кроме того, перевод ПС 220 кВ Бутырки на напряжение 500 кВ, а также связанный с этим вывод в резерв ЛЭП 220 кВ от ПС 500 кВ Бескудниково в направлении ПС Бутырки позволит существенно снизить уровни токов к.з. в сети 220 кВ центральной части г. Москвы.

Величины токов к.з. на шинах 220 – 500 кВ энергообъектов в энергорайоне ПС Бескудниково и ПС Бутырки при выполнении перевода ПС 220 кВ Бутырки на напряжение 500 кВ приведены в таблице 2.8.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №



Таблица 2.8.

Значения токов к.з. на шинах 220 – 500 кВ энергообъектов в энергорайоне ПС Бескудниково и ПС Бутырки при выполнении перевода ПС 220 кВ Бутырки на напряжение 500 кВ

Наименование подстанций	Наименование систем шин	Ток к.з., кА			
		ПС 220 кВ Бутырки		ПС 500 кВ Бутырки. (КЛ 220 кВ Бескудниково-Владыкино и Бескудниково-Бутырки отключены)	
		$I^{(3)}$	$I^{(1)}$	$I^{(3)}$	$I^{(1)}$
№ 505 ПС Бескудниково	РУ 500 кВ	41,5	36,9	42,4	39,2
	1 с.ш. РУ 220 кВ	93,4	97,0	50,2	54,7
	2 с.ш. РУ 220 кВ	90,4	95,6	50,2	54,7
	3 с.ш. РУ 220 кВ	93,4	97,0	50,9	55,0
	4 с.ш. РУ 220 кВ	90,4	95,6	50,9	55,0
№ 46 ПС Бутырки	РУ 500 кВ	-	-	37,1	34,9
	1 с.ш. РУ 220 кВ	108,3	120,1	46,5	48,0
	2 с.ш. РУ 220 кВ	94,1	105,6	37,1	34,9
№ 378 ПС Центральная	1 с.ш. РУ 220 кВ	79,6	86,2	46,3	47,2
	2 с.ш. РУ 220 кВ	79,6	86,2	46,3	47,2
№ 806 ПС Владыкино	1 с.ш. РУ 220 кВ	77,5	76,8	25,6	24,1
	2 с.ш. РУ 220 кВ	87,0	85,3	26,6	25,8

В связи с тем, что одной из составляющих мероприятий по обеспечению соответствия отключающей способности коммутационного оборудования величинам токов к.з. в Московской энергосистеме по каждому из рассмотренных Сценариев является замена выключателей на энергообъектах 110 – 500 кВ в Московской энергосистеме, выполнен анализ количества и состава энергообъектов, на которых необходима указанная замена.

Проведенный анализ показал возможность выделения перечня энергообъектов, на которых необходима замена коммутационного оборудования независимо от принятого для реализации Сценария. Информация об объеме замены коммутационного оборудования, общем для всех рассмотренных Сценариев, а также о дополнительно необходимом объеме замены, индивидуальном для каждого из Сценариев, приведена в таблице 2.9.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица 2.9.

Требуемый объем замены коммутационного оборудования для Сценариев 1 - 4.

Сценарии	Требуемый объем замены выключателей		Общий объем замены выключателей для всех Сценариев		Дополнительный объем замены выключателей	
	Количество, шт.	Стоимость, млрд.руб	Количество, шт.	Стоимость, млрд.руб	Количество, шт.	Стоимость, млрд.руб
Сценарий 1	500 кВ – 24 220 кВ – 199 110 кВ – 491	33,919	500 кВ – 22 220 кВ – 110 110 кВ – 360	22,43	500 кВ – 2 220 кВ – 89 110 кВ – 131	11,489
Сценарий 2	500 кВ – 24 220 кВ – 117 110 кВ – 378	23,216			500 кВ – 2 220 кВ – 7 110 кВ – 18	0,786
Сценарий 4	500 кВ – 22 220 кВ – 145 110 кВ – 407	26,302			500 кВ – 0 220 кВ – 35 110 кВ – 47	3,872

Информация о наличии замены оборудования, общего для Сценариев 1 – 4, в планах (инвестиционных программах) субъектов электроэнергетики и оценка необходимых капитальных затрат приведена в таблице 2.10.

Таблица 2.10.

Требуемый объем замены коммутационного оборудования.

Замена выключателей	Напряжение	Среднесрочная перспектива			Долгосрочная перспектива			ИТОГО		
		Всего	Есть в ИП	Нет в ИП	Всего	Есть в планах компаний	Отсутствуют в планах компаний	Всего	Есть в планах компаний	Отсутствуют в планах компаний
<b>Всего</b>	500 кВ	22	22	-				22	22	-
	220 кВ	82	66	16	28	8	20	110	74	36
	110 кВ	280	192	88	80	53	27	360	245	115
Стоимость, млрд.руб.		17,750	13,638	4,112	4,68	2,294	2,386	22,43	15,932	6,498
<b>ОАО «ФСК ЕЭС»</b>	500 кВ	22	22	-				22	22	-
	220 кВ	43	43	-				43	43	-
	110 кВ	78	78	-	36	36	-	114	114	-
Стоимость, млрд.руб.		8,152	8,152	-	1,224	1,224	-	9,376	9,376	-
<b>ОАО «МОЭСК»</b>	220 кВ	19	19	-	8	8	-	27	27	-
	110 кВ	186	107	79	38	17	21	224	124	100
Стоимость, млрд.руб.		7,654	4,968	2,686	1,784	1,07	0,714	9,438	6,038	3,4
<b>ОАО «Мосэнерго»</b>	500 кВ									
	220 кВ	5	4	1	2	-	2	7	4	3
	110 кВ	16	7	9	6	-	6	22	7	15
Стоимость, млрд.руб.		0,894	0,518	0,376	0,412	-	0,412	1,306	0,518	0,788

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Шатурская ГРЭС (Е-ОН)	220 кВ				18	-	18	18	-	18
Стоимость, млрд.руб.					1,26	-	1,26	1,26	-	1,26
Каширская ГРЭС (ОГК-1)	220 кВ	15	-	15				15	-	15
Стоимость, млрд.руб.		1,05	-	1,05				1,05	-	1,05

### 3. Технико-экономическое сопоставление Сценариев 1 – 4 развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з

Проведенное технико-экономическое сопоставление различных сценариев развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з. показало следующее.

Наименее капиталоемким и наиболее технически эффективным (по критерию снижения уровней токов к.з.) является **Сценарий 2**, предусматривающий, в качестве основного мероприятия, деление электрической сети 110 и 220 кВ г. Москвы на 4 части.

Общая стоимость реализации мероприятий по Сценарию 2 составляет 23,3 млрд.рублей в ценах 2009 г. без НДС (без учета дополнительных затрат на модернизацию, реконструкцию и установку новых устройств РЗ и ПА). Сценарий 2 является единственным, в котором достигается снижение уровней токов к.з. до 40 кА и ниже. Кроме того, реализация мероприятий по Сценарию 2 предусматривает наименьший объем замены выключателей, выработавших нормативный срок службы, отключающая способность которых не соответствует уровням токов к.з. Вместе с тем, для реализации Сценария 2 необходимо отключение значительного количества транзитных связей 220 и 110 кВ в центральной части Московской энергосистемы, использование противоаварийной автоматики в ремонтно-аварийных режимах, что может быть связано с рисками снижения надежности электроснабжения потребителей.

Общая стоимость реализации мероприятий по **Сценарию 1** составляет 36 млрд.рублей в ценах 2009 г. без НДС и превышает стоимость реализации мероприятий по Сценарию 2 на величину порядка 60 %. В качестве основного мероприятия по данному сценарию предлагается применение в электрической сети 110 – 220 кВ Московской энергосистемы устройств ТОР и ТОУ. Сценарий 1 также является технически эффективным (по критерию стабилизации значений токов к.з. на уровне 40 кА и ниже) кроме того в данном сценарии (в базовом варианте) не предполагается дополнительное размыкание (деление) сети, приводящее к снижению надежности и устойчивости работы энергосистемы.

Вместе с тем, следует отметить, что реализация Сценария 1 в настоящий момент затруднена из-за отсутствия серийно выпускаемых промышленностью ТОУ, особенно больших сопротивлений, а также отсутствия свободных территорий на энергообъектах в черте города для их установки.

**Сценарий 4**, основным мероприятием в котором является установка ВПТ в сети 220 кВ Московской энергосистемы, является в 2 раза более капиталоемким, чем Сценарий 2. Общая стоимость реализации мероприятий в соответствии со Сценарием 4 составляет 50,3 млрд.рублей в ценах 2009 г. без НДС.

Кроме того, для стабилизации токов к.з. на уровне 40-50 кА не только в сети 220, но и в сети 110 кВ, требуется применение дополнительного комплекса

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

мероприятий, включающего в себя перевод электрической сети 110 кВ Московской энергосистемы в радиальный режим работы.

Дополнительным фактором, ограничивающим возможность технической реализации мероприятий данного Сценария, является трудность размещения ВПТ на энергообъектах Московской энергосистемы, связанная с отсутствием свободных территорий на подстанциях в черте города.

Дополнительным положительным техническим решением при реализации мероприятий по данному Сценарию является обеспечение управляемости электрической сети Московской энергосистемы за счет регулирования перетоков мощности через устанавливаемые ВПТ.

Наиболее капиталоемким (оценочная стоимость реализации 90 млрд.рублей в ценах 2009 г. без НДС, без учета стоимости замены выключателей) и наименее технически эффективным (по критерию ограничения токов к.з. в сети 220 и 110 кВ Московской энергосистемы) является **Сценарий 3**.

Основные результаты технико-экономического сопоставления рассмотренных сценариев развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з. приведены в таблице 3.1.

Принимая во внимание технические риски, связанные с реализацией отдельных мероприятий по каждому из рассмотренных сценариев, а также имеющиеся объективные ограничения, связанные с этапами внедрения новых технологий и ограниченностью территории для размещения электросетевого оборудования на действующих площадках энергообъектов, для эффективного ограничения токов к.з. в Московской энергосистеме целесообразно использовать комплексный подход, сочетающий наиболее эффективные и наименее затратные мероприятия по каждому из рассмотренных сценариев, а именно:

- установка токоограничивающих реакторов;
- включение в планы (инвестиционные программы) субъектов электроэнергетики необходимых объемов замены выключателей, отработавших нормативный срок и имеющих несоответствующую уровням токов к.з. отключающую способность;
- поэтапный перевод сети 110 кВ в радиальный режим работы (с установкой устройств АВР для обеспечения электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах);
- перевод ПС 220 кВ Бутырки на напряжение 500 кВ с соответствующим делением прилегающей электрической сети 220 кВ;
- поэтапная установка ТОУ и ВПТ в сети 220 кВ (в среднесрочной и долгосрочной перспективе).

Кроме того, с целью недопущения дальнейшего роста уровней токов к.з. в Московской энергосистеме, характеризующейся новой, в соответствии с реализованными мероприятиями, структурой электрической сети и оснащенной современными устройствами управления послеаварийными режимами, необходимо принять и, при планировании развития энергосистемы, реализовывать технические решения, направленные на ограничение токов к.з., к которым относятся:

- ограничение сооружения новых генерирующих мощностей на территории г. Москвы;
- ограничение объема установки новых АТ на ПС 220 кВ и выше на территории г. Москвы.

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

Таблица 2.10.

Технико-экономическое сопоставление сценариев ограничения токов к.з. в  
Московской энергосистеме

Технико-экономическое сопоставление сценариев ограничения токов к.з.						
Сценарии		Мероприятия	Результаты реализации	Негативные стороны	Потребность в замене выключателей, шт.	Стоимость реализации, млрд. руб (в ценах 2009г.)
Сценарий 1 «Традиционный»	Базовый вариант	Установка токоограничивающих устройств в сети 110 и 220 кВ	40 кА и ниже	Отсутствие производства освоенных промышленностью ТООУ. Отсутствие на электросетевых объектах территории для размещения ТООУ.	500 кВ – 24 220 кВ – 199 110 кВ – 491	36
	Альтернативный вариант	Создание дополнительных точек деления в сети 220 кВ, установка ТОР в сети 110кВ		Увеличение точек деления сети.		34
Сценарий 2 «Балансирующий»		Деление электрической сети 110 и 220 кВ г. Москвы на 4 части.	40 кА и ниже	Снижение надежности электроснабжения потребителей и выдачи мощности электростанций в ремонтных и послеаварийных режимах, необходимость использования АВР.	500 кВ – 24 220 кВ – 117 110 кВ – 378	23,3
Сценарий 3 «Внешний»		Установка ВПТ на ВЛ 500 кВ, связывающих объекты генерации ОЭС Центра с ПС 500 кВ Московского кольца.	снижение токов к.з. только в сети 500 кВ	Отсутствие влияния на уровни токов к.з. в сети 220 и 110 кВ.		90
Сценарий 4 «ВПТ и глубокие вводы»		Установка ВПТ в сети 220 кВ и радиальная работа сети 110 кВ.	г.Москва - 40-50 кА, Московская область – 40 кА и ниже	Требуются значительные территории для установки ВПТ. Необходимость использования АВР.	500 кВ – 22 220 кВ – 145 110 кВ – 407	50,3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

#### 4. Выводы

1. Развитие Московской энергосистемы является необходимым условием обеспечения надежного электроснабжения потребителей. При проектировании развития Московской энергосистемы одной из основных задач является задача ограничения токов к.з.
2. При выполнении настоящей работы, на основании результатов изучения наиболее эффективного мирового опыта решения задачи ограничения токов к.з. предложено 4 сценария развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з.
3. Рассмотренные сценарии предполагают применение широкого спектра технических решений – от управляемого деления электрической сети до интеграции в энергосистему современных устройств, выполненных на базе преобразовательной техники:
  - 3.1. Сценарий 1 «Традиционный» (базовый вариант):
    - установка ТОР и ТОУ;
    - замена коммутационного оборудования.
  - 3.2. Сценарий 1 «Традиционный» (альтернативный вариант):
    - установка ТОР;
    - дополнительное деление электрической сети;
    - замена коммутационного оборудования.
  - 3.3. Сценарий 2 «Балансирующий»:
    - разделение электрической сети 110-220 кВ Московской энергосистемы на четыре части с установкой;
    - установка ТОР;
    - замена коммутационного оборудования.
  - 3.4. Сценарий 3 «Внешний»:
    - установка ВПТ в сети 500 кВ.
  - 3.5. Сценарий 4 «ВПТ и глубокие вводы»:
    - установка ВПТ в сети 220 кВ;
    - установка ТОУ;
    - сооружение подстанций глубокого ввода;
    - перевод электрической сети 110 кВ в радиальный режим работы;
    - замена коммутационного оборудования.
4. Для каждого из предложенных сценариев развития Московской энергосистемы с ограниченным уровнем токов к.з. проведены расчеты токов к.з, а также установившихся режимов в нормальных и ремонтных схемах и послеаварийных режимах в соответствии с требованиями «Методических указаний по устойчивости энергосистем», утвержденных Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
5. В результате реализации мероприятий **Сценария 1** в Московской энергосистеме уровни токов к.з. стабилизируются на уровне 40 кА и ниже. Уровень в 40 кА превышает только на 35 объектах – преимущественно РУ 220 кВ крупных ТЭЦ и примыкающих к ним ПС, шины 220 кВ ПС 500 кВ Московского кольца, шины 110 кВ ПС ЦАО. Уровень токов к.з. в 50 кА превышает только на 5 объектах.

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

Факторами, ограничивающими возможность и техническую эффективность реализации **Сценария 1** являются:

- отсутствие серийного производства ТОУ;
  - ограниченная возможность применения ТОР и ТОУ на ПС 220 и 110 кВ в условиях городской застройки из-за значительных габаритов устройств;
  - рост потерь активной мощности при установке ТОР и ТОУ.
6. В результате реализации мероприятий **Сценария 2** в Московской энергосистеме уровни токов к.з. стабилизируются на уровне 40 кА и ниже. Уровень в 40 кА превышает только на 16 объектах – преимущественно РУ 220 кВ крупных московских ТЭЦ и примыкающих к ним ПС, шины 220 кВ ПС 500 кВ Московского кольца, шины 110 кВ ПС ЦАО. Уровень токов к.з. в 50 кА превышает только на 8 энергообъектах.
- Основным фактором, ограничивающим возможность и техническую эффективность реализации Сценария 2, является сложность использования АВР при разделении электрической сети г. Москвы на 4 части в связи с возможностью сохранения в отделившихся в результате аварийных возмущений частях энергосистемы генерирующих мощностей.
7. В результате реализации мероприятий **Сценария 3**, уровни токов к.з., особенно в электрической сети 110 – 220 кВ Московской энергосистемы, снижаются незначительно, в связи с чем, учитывая высокую стоимость реализации сценария, он не может быть рекомендован для применения.
8. В результате реализации мероприятий **Сценария 4** в Московской энергосистеме уровни токов к.з. стабилизируются на уровне 40 – 50 кА.
- Факторами, ограничивающими возможность и техническую эффективность реализации Сценария 4 являются:
- отсутствие серийного производства ТОУ;
  - ограниченная возможность установки ТОУ на энергообъектах в Московской энергосистеме кВ в условиях городской застройки из-за значительных габаритов устройств;
  - высокая стоимость и недостаток территории для установки ВПТ на энергообъектах в Московской энергосистеме.
9. Для эффективного ограничения токов к.з. в Московской энергосистеме целесообразно использовать комплексный подход, сочетающий наиболее эффективные и наименее затратные мероприятия по каждому из рассмотренных сценариев, а именно:
- установка токоограничивающих реакторов;
  - включение в планы (инвестиционные программы) субъектов электроэнергетики необходимых объемов замены выключателей, отработавших нормативный срок и имеющих несоответствующую уровням токов к.з. отключающую способность;
  - поэтапный перевод сети 110 кВ в радиальный режим работы (с установкой устройств АВР для обеспечения электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах);
  - перевод ПС 220 кВ Бутырки на напряжение 500 кВ с соответствующим делением прилегающей электрической сети 220 кВ;
  - поэтапная установка ТОУ и ВПТ в сети 220 кВ (в среднесрочной и долгосрочной перспективе).

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

10. С целью недопущения дальнейшего роста уровней токов к.з. в Московской энергосистеме, характеризующейся новой, в соответствии с реализованными мероприятиями, структурой электрической сети и оснащенной современными устройствами управления послеаварийными режимами, необходимо принять и, при планировании развития энергосистемы, реализовывать технические решения, направленные на ограничение токов к.з., к которым относятся:

– ограничение сооружения новых генерирующих мощностей на территории г. Москвы (кроме замены выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования);

– ограничение объёма установки новых АТ на ПС 220 кВ и выше на территории г. Москвы (кроме замены выводимого из эксплуатации трансформаторного оборудования).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №