

Улсын бүртгэлийн дугаар

Нууцын зэрэглэл

Төсөл хэрэгжүүлэх гэрээний дугаар

ШИНЖЛЭХ УХААН ТЕХНОЛОГИЙН ИХ СУРГУУЛЬ
ЭРДЭМ ШИНЖИЛГЭЭ ХАМТЫН АЖИЛЛАГААНЫ ГАЗАР

“МОНГОЛ ОРНЫ ӨМНӨД ГОВИЙН БҮСИЙН САЛХИНЫ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ
НӨӨЦ, ГОРИМЫН ШИНЖ ЧАНАРЫГ ТОДОРХОЙЛОХ,
МОНГОЛ-ХЯТАДЫН САЛХИНЫ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ САЛБАРЫН ХӨГЖЛИЙН
ХАМТЫН АЖИЛЛАГАА”

ХАМТАРСАН ТӨСӨЛ

2018-2020

Төслийн удирдагч	Доктор(Ph.D) О.Бавуудорж
Санхүүжүүлэгч	Шинжлэх ухаан технологийн сан
Захиалагч	Боловсрол, Соёл, Шинжлэх ухаан, Спортын яамны ШУТБГазар
Гүйцэтгэгч байгууллага	Шинжлэх Ухаан Технологийн Их Сургууль, Улаанбаатар хот, Сүхбаатар дүүрэг, Бага тойруу, 8-р хороо Утас: 976-99166173 Имэйл:

УЛААНБААТАР

Төслийг гүйцэтгэсэн: Доктор (Ph.D)

Доктор (Ph.D)

Э.Мөнхтуяа

О.Чимэд

АГУУЛГА

ТӨСЛИЙН ХУРААНГУЙ.....	9
ХҮСНЭГТИЙН ГАРЧИГ.....	4
ЗУРГИЙН ГАРЧИГ.....	6
НЭГДҮГЭЭР БҮЛЭГ: МОНГОЛ ОРНЫ ЦАГ УУРЫН ОНЦЛОГ, САЛХИНЫ НӨӨЦИЙН ХЭМЖИЛТ, МЭДЭЭЛЭЛ ЦУГЛУУЛАХ	
1.1 Монгол орны цаг уурын онцлог, үзүүлэлт	10
1.2 Монгол орны салхины онцлог, үзүүлэлт, судлагдсан байдал.....	13
1.3 Монгол орны зүүн өмнөд бүсийн салхины нөөцийн хэмжилт.....	17
1.4 Монгол оронд суурилагдсан СЭХ-ний эх үүсвэрүүд, мэдээлэл.....	19
ХОЁРДУГААР БҮЛЭГ: МОНГОЛ ОРОНД ИХ ЧАДЛЫН ЭКСПОРТЫН ЗОРИУЛАЛТТАЙ САЛХИН ЦАХИЛГААН СТАНЦ БАРИХ СУДАЛГАА	
2.1 Монгол орны нар, салхины эрчим хүчний нөөц.....	28
2.2 Салхины эрчим хүчний олон улсын стандартууд.....	29
2.3 Монгол орны цаг уур, салхины горимд тохирсон үндэсний стандарт.....	32
2.4 Салхин цахилгаан станц барих газрыг тодорхойлох аргачлал.....	34
ГУРАВДУГААР БҮЛЭГ: ИХ ЧАДЛЫН САЛХИН ЦАХИЛГААН СТАНЦ БАРИХ БОЛОМЖТОЙ ГАЗРЫГ ТОДОРХОЙЛЖ ЗУРАГЛАЛ ХИЙХ СУДАЛГАА	
3.1 Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал	39
3.2 Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний график, салхины горим	42
3.3 Их чадлын салхин цахилгаан станц барих боломжтой газрын судалгаа	51
3.4 Өмнөд бүсэд их чадлын салхины эрчим хүчний станц байгуулах газар	53
ДӨРӨВДҮГЭЭР БҮЛЭГ: ИХ ЧАДЛЫН САЛХИН ЦАХИЛГААН СТАНЦЫН ТЭЗҮ БОЛОВСРУУЛАХАД ШААРДЛАГАТАЙ ЗӨВЛӨМЖ	
4.1 Салхин цахилгаан станцын байршлын төлөвлөлт	57
4.2 Жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэл	59
4.3 Их чадлын СЦС байгуулж эрчим хүч экспортлох боломж	63
4.4 Их чадлын салхин цахилгаан станцын ТЭЗҮ боловсруулахад шаардлагатай зөвлөмж	65
ТӨСЛИЙН ЕРӨНХИЙ ДҮГНЭЛТ.....	68
АШИГЛАСАН МАТЕРИАЛ.....	71
ХАВСРАЛТ.....	72

ХҮСНЭГТИЙН ГАРЧИГ

Хүснэгт 1.1. Монгол орны салхины нөөцийн ангилал

Хүснэгт 1.2. Сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрүүдийн үйлдвэрлэл

Хүснэгт 1.3. Сэргээгдэх эрчим хүчийг нэмэгдүүлэх төсөл

Хүснэгт 1.4. Сэргээгдэх эрчим хүчийг нэмэгдүүлэх төслийн хүрээнд суурилуулах станц

Хүснэгт 1.5. Vistas V110-2.0 MВт маркийн салхин турбины техникийн үзүүлэлт

Хүснэгт 2.1 Салхины эрчим хүчний олон улсын стандартын жагсаалт

Хүснэгт 2.2. Хэмжилтийн үндсэн параметруудийн шалгуур утга

Хүснэгт 2.3. Үндсэн параметруудийн хамаарлын шалгуур утга

Хүснэгт 2.4. Үндсэн параметруудийн нөхцлийн шалгуур үзүүлэлт

Хүснэгт 3.1. Салхины чиглэлээр харуулсан салхины хурдны жилийн давтамж

Хүснэгт 3.2. Салхины чиглэлээр харуулсан салхины хурдны жилийн давтамж

Хүснэгт 3.3. Их чадлын салхин цахилгаан станц барих боломжтой газрыг тодорхойлох станартын лавлагааны утга

Хүснэгт 3.4. Өмнөговь аймгийн сумдууд тэдгээрийн нутаг дэвсгэрийн хэмжээ

Хүснэгт 4.1. Салхин цахилгаан станц дахь салхин цахилгаан үүсгүүр тус бүрийн тодорхой байршил

ЗУРГИЙН ГАРЧИГ

Зураг 1.1. Дэлхийн агаар мандлын ерөнхий урсгал

Зураг 1.2. Орон нутгийн салхи

Зураг 1.3. Монгол орны салхины нөөц, түүний тархалт

Зураг 1.4. Монгол орны цаг уурын өртөө, харуулын газарзүйн байршил

Зураг 1.5. Хэмжилт хийсэн газрын газар зүйн байршил

Зураг 1.6. Монгол Улсын төв болон Өмнөд (Говийн) бүсийн эрчим хүчний системийн өнөөгийн эх үүсвэрүүдийн газарзүйн байрлал ба суурилагдсан хүчин чадал

Зураг 1.7. Манай орны эрчим хүчний эх үүсвэр ба үйлдвэрлэл

Зураг 1.8. Манай улсад хэрэгжих эрчим хүчний төслүүд

Зураг 1.9. Манай улсын эрчим хүчний систем, СЭХ-ийг нэмэгдүүлэх төслийн газарзүйн байршил

Зураг 1.10. Салхит 50 МВт-ын салхин цахилгаан станц

Зураг 1.11. Салхит 50 МВт-ын салхин цахилгаан станцын салхин цахилгаан үүсгүүрийн төрөл

Зураг 1.12. Цэций 50 МВт-ын салхин цахилгаан станц

Зураг 1.13. Цэций 50 МВт-ын СЦС-ын салхин цахилгаан үүсгүүрийн төрөл

Зураг 1.14. Шанд 55 МВт-ын салхин цахилгаан станц

Зураг 2.1. Монгол орны нарны эрчим хүчний нөөцийн зураг

Зураг 2.2. Боловсруулсан стандартын агуулга бүтэц

Зураг 3.1. Салхины хурд ба салхины хүчний нягтралын жилийн горим

Зураг 3.2. Салхины чиглэлээр харуулсан салхины хурдны жилийн давтамж

Зураг 3.3. Сарын тус бүрийн салхины хурд ба салхины чиглэлийн хоногийн хэлбэлзлийн горим

Зураг 3.4. Сар тус бүрт харгалзах салхины эрчим хүчний салхин дэлбээ

Зураг 3.5. Салхины хурд, салхины эрчим хүчний жилийн давтамжийн тархалт

Зураг 3.6. Салхины зонхилох чиглэл, салхин дэлбээ

Зураг 3.7. Өмнөговь аймгийн газрын зураг

Зураг 3.8. Өмнөговь аймгийн салхины эрчим хүчний нөөцийн зураглал

Зураг 3.9. Их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах боломжтой газрын зураглал

Зураг 4.1. Салхин цахилгаан станцын төлөвлөлт

Зураг 4.2. Салхин цахилгаан станц дахь салхин цахилгаан үүсгүүрийн байршил.

Зураг 4.3. БНХАУ-ын нар, салхи, ЭХХ, өндөр хүчдлийн дамжуулах сүлжээний станцын газарзүйн байршил

Зураг 4.4. БНХАУ-ын нар, салхи, ЭХХ, өндөр хүчдлийн дамжуулах сүлжээний станц

ТӨСЛИЙН ХУРААНГУЙ

БШУЯ-ны сайдын 2018 оны 05 сарын 30-ны өдрийн А/331 тоот тушаалыг үндэслэн “Монгол орны өмнөд говийн бүсийн салхины эрчим хүчний нөөц, горимын шинж чанарыг тодорхойлох, Монгол-Хятадын салхины эрчим хүчний салбарын хөгжлийн хамтын ажиллагаа” нэртэй хамтарсан төслийг 2018 оны 07 дугаар сараас 2020 оны 12 дугаар сар хүртэл гүйцэтгэнэ.

<i>Төслийн нэр:</i>	“Монгол орны өмнөд говийн бүсийн салхины эрчим хүчний нөөц, горимын шинж чанарыг тодорхойлох, Монгол-Хятадын салхины эрчим хүчний салбарын хөгжлийн хамтын ажиллагаа” нэртэй хамтарсан төсөл
<i>Төсөл гүйцэтгэгч:</i>	ШУТИС-ын Эрчим хүчний сургууль
<i>Төслийн захиалагч:</i>	Боловсрол, Шинжлэх ухааны яамны шинжлэх ухаан, технологийн бодлого, инновацийн хөгжүүлэлт, хэрэгжилтийг зохицуулах газар
<i>Гүйцэтгэх хугацаа:</i>	I-р үе: 2018.07 сар-2018-12 сар, II-р үе 2019.01 сар-2019.12 сар, III-р үе 2020 оны 12 сар
<i>Төслөөс гарах үр дүн:</i>	Экспортын зориулалттай их чадлын салхины станцуудын техник эдийн засгийн үндэслэл боловсруулахад шаардлагатай салхины нөөцийн үнэлгээний аргачлал, стандарт, зураглал гаргана. Мөн салхин цахилгаан станц байгуулах зураг төсөл, техник эдийн засгийн үндэслэл бий болгох зөвлөмж боловсруулна.

Төслийн зорилго:

Манай орны өмнөд говийн бүсийн салхины нөөцийн зураглал хийж, их чадлын салхины станцууд байгуулах боломжтой газруудыг тодорхойлно. Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины нөөцийн үнэлгээ хийх стандартыг боловсруулж батлуулна. Төслийн техникийн болон хөрөнгө оруулалт, санхүүжилтийн анхан шатны үнэлгээ хийх, техник эдийн засгийн үндэслэл бий болгох зөвлөмжийг боловсруулах юм.

Төслийн зорилт:

- Манай орны салхины нөөцийн үнэлгээ хийхэд ашиглах үндэсний стандартыг боловсруулан батлуулах,
- Өмнөд говийн бүсэд их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах боломжтой газрын зураглал гаргах,
- Техник эдийн засгийн анхан шатны үнэлгээ хийхэд шаардлагатай зөвлөмж боловсруулна.

Төслийн үндэслэл, хэрэгцээ шаардлага:

Монгол Улсын Их Хурлын 2015 оны 6 сарын 19-ний хуралдаанаар “Төрөөс эрчим хүчний талаар баримтлах бодлогын баримт бичиг”-ийг батлан гаргасан билээ. Тус баримт бичгийн эхний хэсэгт Монгол Улсын анхдагч эрчим хүчний нөөц боломж, эрчим хүчний хангамжийн өнөөгийн байдлыг танилцуулж, эрчим хүчний салбарт тулгамдаж буй асуудлыг тодорхойлсон байдаг. Аль ч улс эрчим хүчний тухай төрөөс баримтлах бодлогоо тодорхойлохдоо аюулгүй байдал, үр ашиг, байгаль орчны тогтвортой байдал, эрчим хүчний хүртээмжтэй байдал, үнийн тарифын боломжит байдал гэсэн эрчим хүчний бодлогын үндсэн чиглэлүүдийг сонгон тодорхойлдог. Төрөөс эрчим хүчний талаар баримтлах бодлогын алсын хараа нь улс орны эдийн засгийн өсөлт, тогтвортой хөгжил, эрчим хүчний аюулгүй байдал, найдвартай ажиллагааг бүрэн хангаж, хувийн хэвшил, өрсөлдөөнт зах зээлд суурилсан үр ашигтай, хэмнэлттэй, байгаль орчинд ээлтэй технологи бүхий цахилгаан эрчим хүч экспортлогч орон болоход чиглэж байна.

"Шинэ сэргэлтийн бодлого" нь Монгол Улсын эдийн засгийн хараат бус, бие даасан байдлыг бэхжүүлэх, Коронавируст халдвар /КОВИД-19/-т цар тахлын эдийн засагт үзүүлэх сөрөг нөлөөллийг бууруулах, хөгжлийг хязгаарлагч хүчин зүйлийг цаг алдалгүй шийдвэрлэж, "Алсын хараа-2050" Монгол Улсын урт хугацааны хөгжлийн бодлогыг үр дүнтэй хэрэгжүүлэх суурь нөхцөлийг бүрдүүлэх, эдийн засаг, дэд бүтэц болон төрийн бүтээмжийг сайжруулахад чиглэсэн 10 хүртэлх жилийн хугацаанд хэрэгжих дунд хугацааны зорилтот хөтөлбөр юм. Эрчим хүчний сэргэлтийн бодлогын хүрээнд дараах зорилтуудыг дэвшүүлсэн. Үүнд:

1. Эрчим хүчний эх үүсвэр, дамжуулах, түгээх шугам сүлжээг шинээр барьж байгуулан хүчин чадлыг өргөтгөн нэмэгдүүлж, эрчим хүчний үйлдвэрлэл, хангамжийн найдвартай байдлыг дээшлүүлнэ.
2. Сэргээгдэх эрчим хүчийг зохистой харьцаагаар хөгжүүлэн усан болон хуримтлуурын станц барьж, эрчим хүчний нэгдсэн системийн найдвартай, тогтвортой байдлыг хангана.
3. Эрчим хүчний салбарыг санхүү, эдийн засгийн бие даасан тогтолцоонд үе шаттайгаар шилжүүлнэ.
4. Зүүн хойд Азийн эрчим хүчний нэгдсэн сүлжээнд эрчим хүч нийлүүлэх сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэр, сүлжээнд холбогдох хэт өндөр хүчдэлийн цахилгаан дамжуулах агаарын шугам, дэд станцын бэлтгэл ажлыг хангана.

5. Оросын Холбооны Улсаас Бүгд Найрамдах Хятад Ард Улс руу Монгол Улсын газар нутгаар дамжин өнгөрөх байгалийн хий дамжуулах хоолойг барих бүтээн байгуулалтын ажлыг эрчимжүүлнэ.

Монгол улсын Их хурал, Засгийн газраас гаргасан дараах бодлогын баримт бичигт тусгагдсан. Үүнд:

- “Мянганы хөгжлийн зорилтод суурилсан үндэсний хөгжлийн цогц бодлого/2008-2021/”,
- “Монгол улсын эрчим хүчний тогтвортой хөгжлийн стратеги”,
- “Монгол улсын эрчим хүчний нэгдсэн систем”,
- “Сэргээгдэх эрчим хүчний үндэсний хөтөлбөр /2006-2020/”
- “Төрөөс эрчим хүчний талаар баримтлах бодлогын баримт бичиг /2015-6-19/”,
- “Агаар, орчны бохирдлыг бууруулах үндэсний хөтөлбөр /2017/”,
- “Хэрэглэгчийн сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрээс үйлдвэрлэсэн цахилгааны түгээх сүлжээнд нийлүүлэхтэй холбогдсон харилцааг зохицуулах журам”,
- “Бага оврын сэргээгдэх эрчим хүчний сүлжээнд нийлүүлэх үнэ тарифыг тооцох аргачлал /2017/”.

Эдгээр бодлогын бичигт Монгол улс эрчим хүчний салбарыг хөгжүүлэх, тогтвортой хөгжлийн зорилтод хүрэхийн тулд сэргээгдэх эрчим хүчний салбарыг хөгжүүлэх үндсэн зорилтыг тодорхойлсон байна.

Энэхүү стратегийн зорилт нь зөвхөн эрчим хүчний хөгжлийн асуудал бус эдийн засаг, нийгмийг хөгжүүлэх, байгаль орчныг хамгаалах тухай хөгжлийн цогц бодлогын үндсэн чиглэл юм. Манай улс нүүрсээр ажилладаг дулааны цахилгаан станц дээр тулгуурласан эрчим хүчний уламжлалт арга технологийг улам боловсронгуй болгохын зэрэгцээ байгаль орчинд сөрөг нөлөө багатай, сэргээгдэх эрчим хүчний технологийг дэмжин хөгжүүлж эрчим хүчний нийт үйлдвэрлэлд түүний эзлэх хэмжээг нэмэгдүүлэх зорилгоор эрчим хүчний хангамжийн бүтцийг өөрчлөх чиглэлд зарим ажлуудыг эхлүүлсэн хэдий ч цаашид судалгаа шинжилгээ хийж хөгжүүлэх шаардлагатай байгаа юм. Эдгээр баримт бичгээс гадна олон гэрээ конвенцэд эх дэлхийн байгаль орчны хамгаалалтд хувь нэмэр оруулахаар өөрийн орны байр суурийг илэрхийлж, дараах бичигт гарын үсэг зурж нэгдсэн байдаг. Монгол Улсын нэгдэж орсон олон талт гэрээ, конвенц:

- Эрчим хүчийг зохицуулдаг бүс нутгийн нийгэмлэг,

- Дэлхийн эрчим хүчний зөвлөл,
- Ази, Номхон далайн орнуудын цахилгаан холбооны байгууллагын дүрэм,
- Озоны үе давхаргыг хамгаалах тухай Венийн конвенц,
- Уур амьсгалын өөрчлөлтийн тухай Ерөнхий конвенцийн Киотогийн протокол,
- Уур амьсгалын өөрчлөлтийн тухай Ерөнхий конвенцийн Парисын протокол

Манай орны говь, хээрийн бүс салхины эрчим хүчний арвин нөөцтэй. Уг нөөцийг нарийвчлан судлаж, мэдээллийн бааз үүсгэх шаардлагатай. Ингэснээр сэргээгдэх эрчим хүчний зүүн хойд Азийн супер сүлжээг барьж байгуулахад шаардлагатай салхины эрчим хүчний нөөцийн бүрэн зураглал бүхий суурь судалгааг хийх шаардлагатай юм. Суурь судалгаагаар салхины нөөцийн зураглал хийж, сүлжээнд холбогдох их чадлын салхины эрчим хүчний эх үүсгүүр байгуулж болох газруудыг тодорхойлох боломж бүрдэнэ.

НЭГДҮГЭЭР БҮЛЭГ: МОНГОЛ ОРНЫ ЦАГ УУРЫН ОНЦЛОГ, САЛХИНЫ НӨӨЦИЙН ХЭМЖИЛТ, МЭДЭЭЛЭЛ ЦУГЛУУЛАХ

1.1 Монгол орны цаг уурын онцлог, үзүүлэлт

Уур амьсгалыг тодорхойлоход хэрэглэгддэг үзүүлэлт нь температур, хур тунадас болон салхи юм. Уур амьсгалын өөрчлөлтөнд өргөрөг, өндөршил, хуурай газар, усны харьцаа, далай тэнгис, уул нурууд, далайн урсгал, далайн усны дулааны энергийн хуваарилалт, ургамлын бүрхэвч, хүлэмжийн хийн нөлөөлөл зэрэг олон хүчин зүйлс нөлөөлнө. Нарны тусгалын ялгаанаас үүдэн дэлхийн гадарга дээрх дулааны хэмжээ нь экватороос туйл руу ойртох тусам багасдаг. Дулааны энэ ялгаанд тулгуурлан дэлхий дээр уур амьсгалын бүсүүд үүсэх ба үүнийг халуун, хүйтэн, сэрүүн бүс гэсэн үндсэн 3 хэсэгт хуваана.

1. *Халуун уур амьсгалын буюу Тропикийн бүс ($0^{\circ} \sim 23,5^{\circ}$)-* Экватор ба халуун орны бүс нутгуудыг хамрах бөгөөд маш дулаахан байдаг. Өндөр температурын үед илүү их ус уурших ба агаар ихэвчлэн чийглэг байна. Жилийн турш агаарын температур $+20^{\circ}\text{C}$ дээш халуун байна.
2. *Хүйтэн уур амьсгалын бүс ($60^{\circ} \sim 90^{\circ}$)-* Сэрүүн бүсээс 2 тийш туйл хүртэлх газар нутаг хүйтэн уур амьсгалын бүсд багтах ба хамгийн дулаан сарын температур сэрүүн бүстэй хиллэх газар нутгийн хэсгээр $+10^{\circ}\text{C}$ –ээс хэтрэхгүй. Харин туйл орчимдоо байнга 0°C ба түүнээс илүү хүйтэн байна.
3. *Сэрүүн уур амьсгалын буюу Температурын бүс ($40^{\circ} \sim 60^{\circ}$)-* Халуун бүсээс хойш урагш хоёр тийш дэлхийн гадаргад ирэх дулааны хэмжээ багасаж сэрүүн бүс эхэлнэ. Хамгийн дулаан сарын температур $+10^{\circ}\text{C}$ -ээс дээш байх газрууд энэ бүсд багтана.

Дэлхийн сэрүүн уур амьсгалын бүс нь х.ө $40^{\circ} \sim 60^{\circ}$ хооронд байх бөгөөд манай орон х.ө $41^{\circ} \sim 52^{\circ}$, зүүн уртрагийн $87^{\circ} \sim 120^{\circ}$ хооронд байрлана.

Манай орны газар нутаг далай тэнгисээс ихээхэн алслагдсан, Евроазийн эх газрийн төвд, тал бүрээсээ өндөр уул нуруугаар хүрээлэгдсэн, далайн түвшнээс дээш ойролцоогоор 1,5км өндөр өргөгдөн байрласан байх тул эх газрын эрс тэс, хатуу ширүүн уур амьсгал зонхилно. Мөн манай орон эмзэг экосистемтэй, улс орны эдийн засаг, ард түмний амьдралын хэвшил нь уур амьсгалын өөрчлөлтөд эмзэг байх ба газар зүйн байршил, уур амьсгалын өөрчлөлт идэвхитэй явагдах боломжтой нутагт хамаардаг.

Монгол орны уур амьсгалын гол онцлог бол жилийн дөрвөн улирлын ялгаа ихтэй, агаарын температурын хэлбэлзэл өндөр, хур тунадас бага, уур амьсгалд өргөрөгийн болон өндрийн бүслүүрийн ялгаа тодорхой илэрдэг явдал юм.

Хур тунадас- Хангай, Хэнтий, Хөвсгөлийн уулархаг нутаг, томоохон голын хөндий нутгаар жилдээ 250-390мм тунадас ордог бол Алтайн уулархаг нутгаар 90-130мм хур тунадас, тал хээрийн нутгаар 180-280мм орчим тунадас ордог. Хур тунадасны хэмжээ нутгийн хойд зүгээс урагшлах тусам багасаж, говийн нутгаар хамгийн бага хэмжээтэй байна.

Агаарын даралт- Манай орны агаарын даралтын горимын онцлог нь агаарын орчил хөдөлгөөний туйлын фронтын хойшоо урагшаа чиглэсэн хөдөлгөөн, циклон ба эсрэг циклон, улирлын ялгаанаас шууд шалтгаална. Хүйтний улиралд хойд туйлын эх газрын хүйтэн агаар хүчтэй нэвтрэн ирж удаан хугацаанд тогтворжин эсрэг циклоны нөлөөлөл хүчтэй болдог тул агаарын даралт эрс нэмэгдэж, их даралттай болно.

Монгол орны агаарын даралтын жилийн дундаж даралт ерөнхийдөө 1018м.у.б (Чойбалсан), 1027,4м.у.б (Улаангом) хооронд хэлбэлзэж, энэ хэлбэлзлийн зөрүү 9,4бар байна. I-р сард агаарын дундаж даралт 1022,7-1054,7м.у.б буюу ерөнхийдөө жигд тогтвортой байх тул салхины хүч бага, цаг уурын байдал тогтуун, тэнгэр гол төлөв цэлмэг, хүйтэн байна.

Салхины хурд, чиглэл- Манай орны ихэнх нутгаар салхины давамгайлах чиглэл баруун хойд, хойд зүгээс ажиглагддаг. Монгол орны салхины горимын нэг онцлог нь жилийн турш салхигүй өдөр олон ажиглагддаг. I-р сард ихэвчлэн баруун хойд, хойд, зүүн хойд зүгийн салхи голлох боловч хотгор гүдгэр зэрэг хүчин зүйлээс шалтгаалж баруун урдаас баруун зүг рүү чиглэсэн салхи зонхилно.

Температурын горим- Манай орны жилийн дундаж температур $0,2^{\circ}\text{C}$, өвлийн улирлын дундаж температур ($-10^{\circ}\dots-30^{\circ}\text{C}$), зуны улиралд ($10^{\circ}\dots27^{\circ}\text{C}$) байна. Жилийн дундаж агаарын температур Алтай, Хангай, Хэнтий, Хөвсгөлийн уулархаг нутгаар (-4°C)-ээс хүйтэн байх ба үүний дотор уулс хоорондын хотгор, томоохон голын хөндийгөөр (-6°C)-аас ($-7,4^{\circ}\text{C}$) хүйтэн, цөлөрхөг хээрийн бүсэд (2°C)-ээс дулаан, өмнөд говьд 6°C -ээс дулаан байдаг. Агаарын жилийн дундаж температур (-2°C)-ээс хүйтэн нутагт мөнх цэвдэгт хөрс тархсан байдаг. Өвлийн улиралд үнэмлэхүй бага температур ($-28^{\circ}\text{C}\sim -54^{\circ}\text{C}$) хүрч хүйтэрдэг бол зуны улиралд үнэмлэхүй их температур ($30^{\circ}\text{C}\sim -45^{\circ}\text{C}$) хүрч халдаг.

Бүх нутгийн хэмжээнд хоногийн дундаж температур (+10⁰C)-ээс дээш байх хугацаа дунджаар 3-4 сар, харин Сайншанд, Замын-Үүд зэрэг хойд өргөргийн 45⁰-аас өмнө ориих нутгуудад энэ хугацаа 5 сар хүрнэ. Энэ үзүүлэлтээр орон сууцны халаалтын улирлын үргэлжлэх хугацаа ерөнхийдөө тодорхойлогдоно.

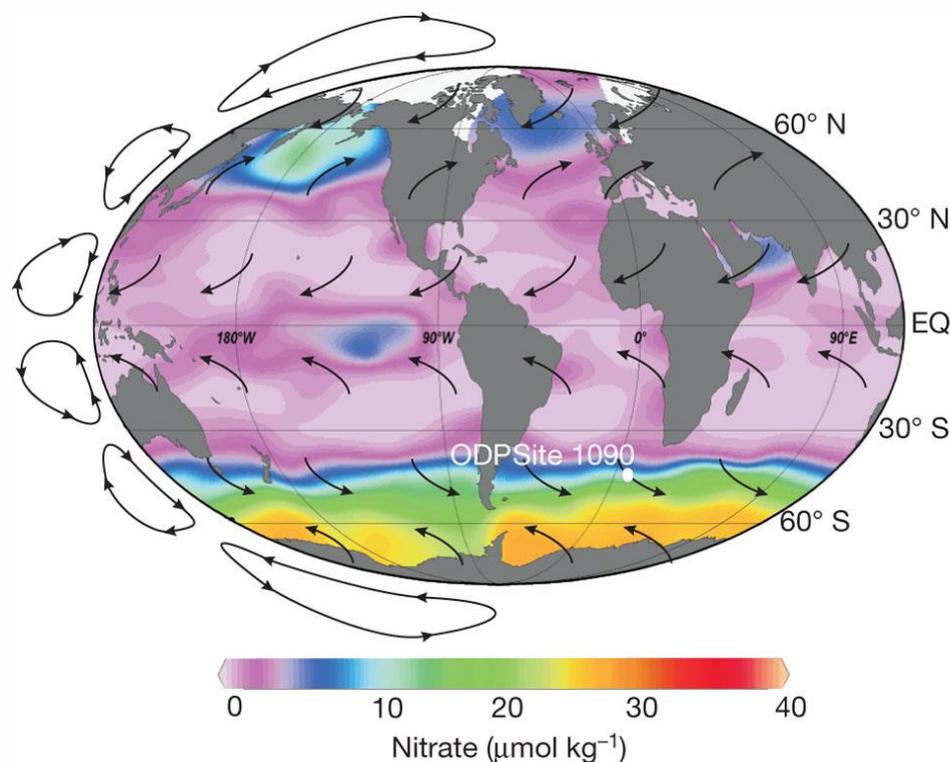
Температурын инверс-Дэлхийн агаар мандлын доод үе давхаргад, газрын гадаргаас дээш хөөрсөн агаар эзэлхүүнээ тэлж температур нь буурдаг ерөнхий зүй тогтолтой боловч зарим тохиолдолд эсрэг байдал үүсч өндөр лүүгээ агаарын температур нэмэгдэх явдал ажиглагдана. Энэ үзэгдлийг температурын инверс буюу тонгоруу гэж нэрлэдэг. **Өвлийн улиралд монгол орны ихэнх нутгаар энэхүү инверс ба урвуу инверс хэмээгдэх онцлог горим бүрэлдэн тогтдог учраас газрын гадаргуу орчмын агаар маш их хөрдөг.** Инверсийг хамрах өндрөөр нь газрын гадарга орчмын ба чөлөөт агаар мандлын инверс гэж ангилна. Газрын гадаргаас дээш 3км хүртэл өндөр давхаргыг хамарч үүсэх инверсийг чөлөөт агаар мандлын инверс гэж нэрлэдэг. Энэ нь өвлийн цагт үүсэх антициклоны инверс байх ба 1-2км өндрийг хамарна. Антициклоны инверс Зүүн Сибирь, Монгол орны нутагт ихээр ажиглагдах ба үүнийг төв Азийн их даралтын бүс гэнэ. Голомт нь Увс аймгийн төв Улаангом хот орчимд байрлана. Харин хүйтэн агаар дээр дулаан агаар тогтсоноос болж циклоны буюу фронтын инверс үүсдэг. Газрын гадарга орчмын инверс нь дараах хэд хэдэн замаар үүсдэг. Үүнд:

- **Цацрагийн инверс**- Зун үүлгүй үед нар жаргасны дараа агаарын доод давхрага амархан хөрч, дээд давхрага нь дулаан хэвээрээ үлдэн инверс үүсдэг. Энэ инверс мөн мөсөн гадарга дээр үүсдэг.
- **Уулзүйн инверс**- Салхигүй үед уулархаг газарт хүйтэн агаар үлдэж инверс үүсгэнэ.
- **Адвекцийн инверс**- Хүйтэн агаар руу дулаан агаар шилжин ирэх үед үүснэ.
- **Хаврын инверс**- Хавар цас мөс хайлах үед газрын гадарга орчмын дулаан цасыг хайлуулахад зарцуулагдах тул дээд давхаргаасаа илүү хөрөх тул инверс үүснэ.
- **Агаарын бохирдлоос болж үүсэх инверс**-Үйлдвэр ихтэй том хотын дээр үүсдэг. Агаарт нүүрсхүчлийн хий болон хатуу хольцууд ихэссэнээс болоод газрын гадаргаас ялгарах дулааныг тогтоон барьж инверсын давхаргыг үүсгэнэ.

Нар гийгүүлэлт- Монгол оронд үүлшилт бага, цэлмэг өдрийн тоо их, жилдээ 230-260 хоног буюу 2600-3300 цаг нар гийгүүлдэг. Манай орны хувьд I-р сард нарны гийгүүлэх хугацаа хамгийн бага, VII-р сард хамгийн их байдаг, III болон IX-р сард өдөр шөнө тэнцэж, дундаж хэмжээнд байх ба эдгээрийг жилийн хамгийн онцгой сарууд гэнэ.

1.2 Монгол орны салхины онцлог, үзүүлэлт, судлагдсан байдал

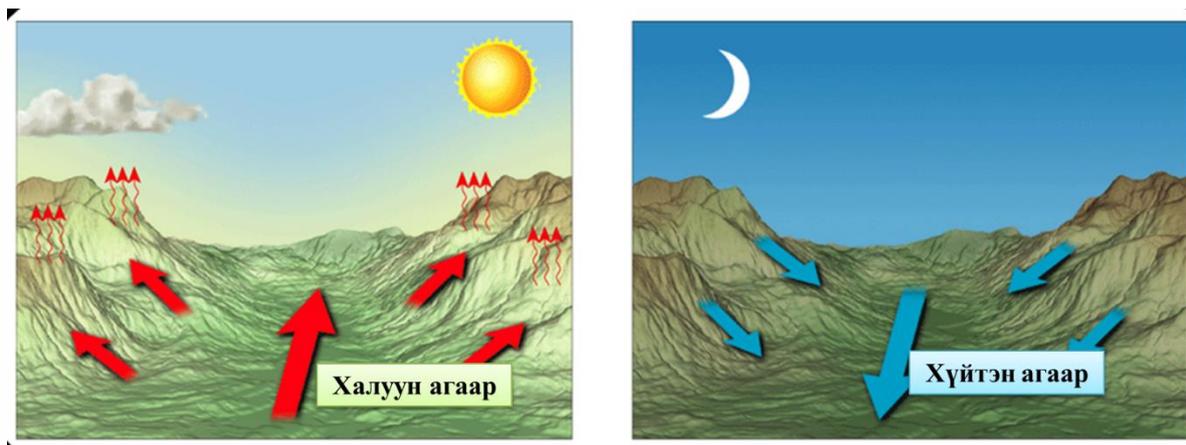
Тодорхой хурдтай агаарын урсгалыг салхи гэнэ. Нарнаас ирж буй цацрагийн 2,6% салхины энерги болон хувирна. Дэлхийн агаар мандлын урсгал, бүс нутгийн салхи, орон нутгийн салхи гэж ангилна. Агаарын урсгал үүсэхэд: АГААРЫН ТЕМПЕРАТУР, АГААРЫН ДАРАЛТ, АГААРЫН НЯГТ голлох үүрэгтэй.



Зураг 1.1. Дэлхийн агаар мандлын ерөнхий урсгал

Нарны цацраг Экваторын бүсэд эгц тусаж 12-18км хүртэл өндөр бага даралттай, чийглэг халуун агаарын босоо урсгал үүснэ. Энэ урсгал хойд ба урд туйл руу чиглэн урсана. 30-р өргөрөг орчмоос 10-11км өндөр, их даралттай, хуурай сэрүүн агаарын уруудах урсгал 60-р өргөрөг рүү чиглэнэ. 60-р өргөрөгт хүрээд 8-9км өндөр, бага даралттай чийглэг сэрүүн агаарын босоо урсгал үүсгэнэ. Уг агаарын урсгал нь туйл орчмын өндөр даралттай, хүйтэн агаарын уруудах урсгалтай нөлөөлж байнгын хөдөлгөөнд оршино.

Эх газар болон далай тэнгис, их хэмжээний усан гадаргуу орчимд үүсэх агаарын урсгалыг бүс нутгийн салхи гэнэ. Өдөртөө газраас усан гадаргуу руу, шөнөдөө усан гаргуугаас эх газар руу чиглэсэн урсгал үүснэ. Дулааны улиралд усан гадаргуугаас эх газар руу, хүйтний улиралд эх газраас усан гадаргуу руу чиглэнэ.



Зураг 1.2. Орон нутгийн салхи

Орон нутгийн салхи нь өндөр уул, тал хөндийн хооронд үүснэ. Өдөртөө тал хөндийгөөс уулын орой руу, шөнөдөө уулын орой орчмоос хөндий тал руу чиглэсэн агаарын урсгал үүснэ.

Манай орны салхины эрчим хүчний нөөцийн атласыг 2001 онд АНУ-ын Сэргээгдэх эрчим хүчний лабораторийн (NREL) тусламжтайгаар боловсруулсан. Энэ атласт зааснаар манай орны нийт нутаг давсгэрийн 160,000 км² талбай нь салхины эрчим хүчийг үйлдвэрлэлийн зориулалтаар ашиглах нөөцтэй гэж тогтоосон. Салхины эрчим хүчний нөөц ихтэй бүс нутаг нийт нутаг давсгэрийн 10 хувийг эзэлж байна. Салхины эрчим хүчний нөөц сайтай бүс нутагт 1км² талбайгаас хамгийн багаар тооцоход 7 МВт эрчим хүч үйлдвэрлэх боломжтой юм. Үүнийг салхин цахилгаан станцийн суурилуулсан хүчин чадлаар илэрхийлвэл 1,100,000 гаруй МВт ба жилд 2,5 триллион кВт/ц эрчим хүч үйлдвэрлэх боломжтой байгаа гэсэн үг. Манай улсад 20,000 МВт-аас багагүй салхины эрчим хүчний нөөцтэй 13 аймаг байх ба үүнээс 50,000 МВт-аас дээш нөөцтэй 9 аймаг байна. Салхины дундаж хурд 5-7 м/с байх боловч өвлийн улиралд салхины хурд буурч томоохон салхин паркийн ажиллах салхины хурданд хүрэлцэхгүй байх тохиолдол байна.

Агаарын урсгал үүсэхэд тухайн бүс нутгийн **АГААРЫН ТЕМПЕРАТУР, АГААРЫН ДАРАЛТ, АГААРЫН НЯГТ** голлох үүрэгтэй. Манай орон 4 улирлын ялгаа их, температурын хэлбэлзэл өндөр, өргөрөг ба өндрийн бүслүүрийн ялгаа уур амьсгалд нөлөөлдөг. Уул нуруудын байршил, өндөршил зэргээс хамаарч хур тунадасны хэмжээ харилцан адилгүй. Нутгийн хойноос урагшлах тусам багасна. Агаарын даралтын горим нь агаарын орчил хөдөлгөөний туйлын фронтын хойшоо, урагшаа чиглэсэн хөдөлгөөн, циклон ба эсрэг циклон, улирлын ялгаанаас шууд шалтгаална. Хүйтний улиралд эсрэг

циклоны нөлөөллөөр их даралттай, дулааны улиралд Азийн говь цөл наранд халж, дулаан бүсийн агаар түрэн ирэх тул бага даралттай болно.

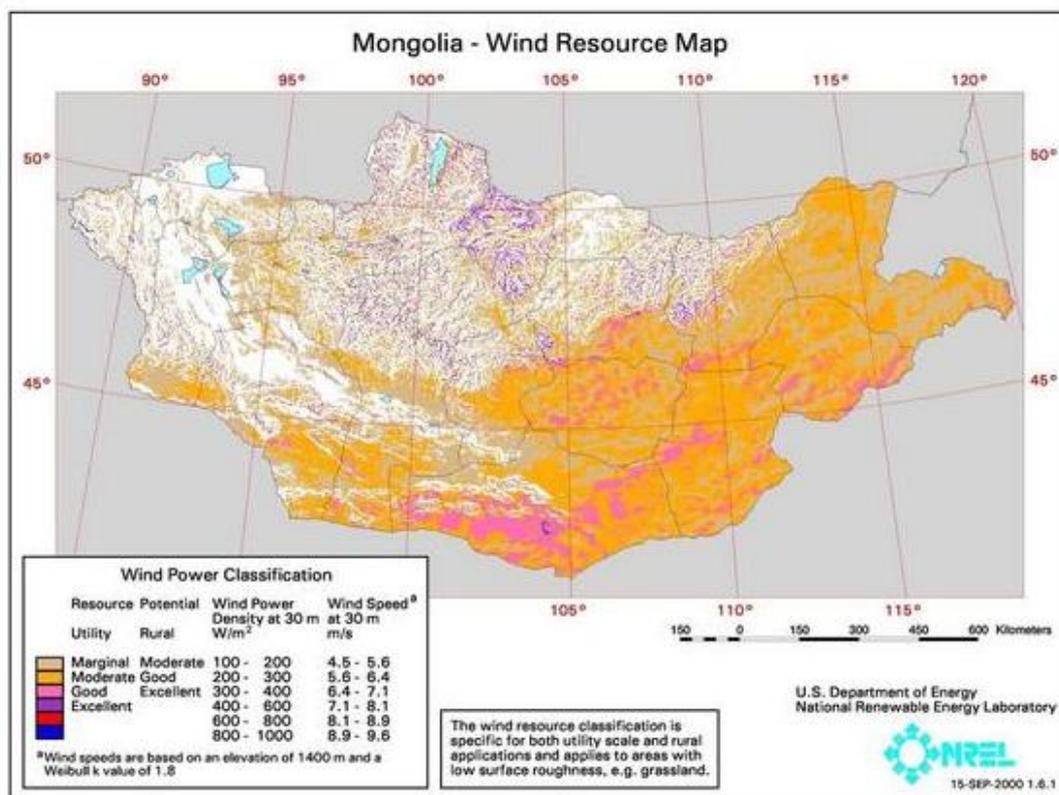


Figure 6.1

Зураг 1.3. Монгол орны салхины нөөц, түүний тархалт

АНУ-ын Сэргээгдэх Эрчим Хүчний Үндэсний Лабораторитой хамтран манай орны өндрийн агаарын урсгалын градиентийг өндөр нарийвчлалтайгаар тогтоож, улмаар "Монгол орны салхины нөөцийн атлас"-ыг зохиосон бөгөөд Монгол орны салхины нөөцийг 5 ангилалд хуваасан байдаг.

Хүснэгт 1.1. Монгол орны салхины нөөцийн ангилал

Д.д	Салхины нөөцийн ангилал	Салхины хувийн чадал, [Вт/м ²]	Салхины хурд, [м/с]
1.	Арвин нөөцтэй	400-600	7.1-8.1
2.	Сайн нөөцтэй	300-400	6.4-7.1
3.	Нөөцтэй	200-300	5.6-6.4
4.	Дундавтар нөөцтэй	100-200	4.5-5.6
5.	Ядмаг нөөцтэй	100-доош	4.5-аас доош

Монгол орны нутагт зонхилох салхины нөөц болон салхины горимд дараах хэдэн хүчин зүйл нөлөөлнө. Үүнд:

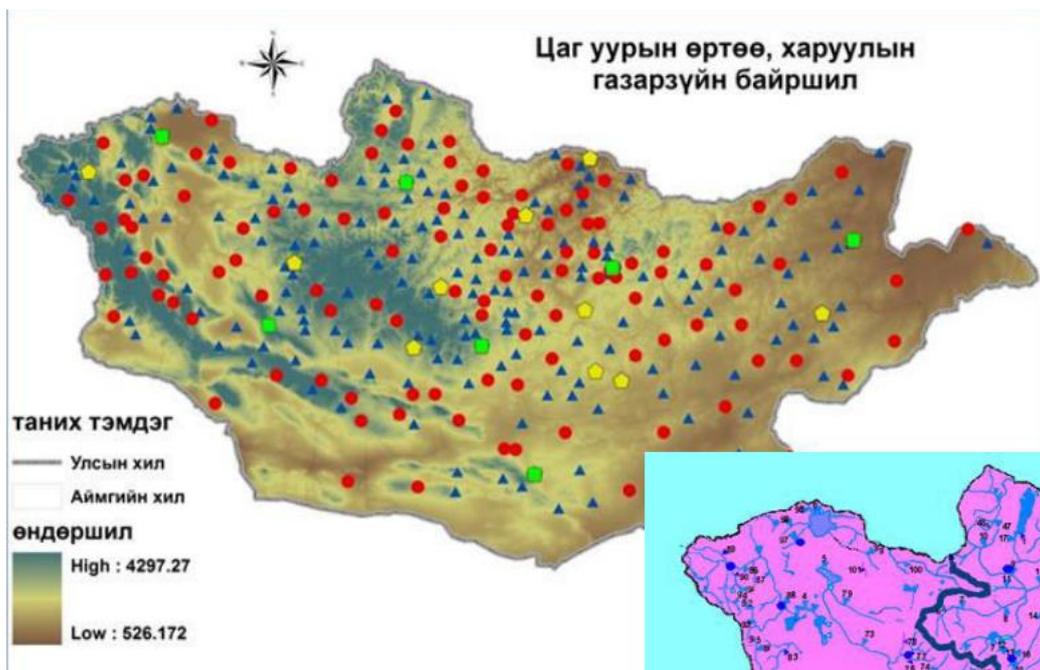
- Газрын дундад тэнгис, Хар тэнгис, Арал нуур, Каспийн тэнгисийн чийглэг агаар баруун Сибирийн талархаг нутаг, Казакстаны бэсрэг уулс бүхий хээр талын хуурай агаарын нөлөөгөөр үүсэх агаарын урсгал мөн агаарын даралтын градиентийн нөлөөгөөр үүсэх их хурдтай өндрийн салхи зэрэг нь дэлхийн эргэлтээс үүдэлтэй инерцийн хүч, Кориолосийн хүч зэргээс шалтгаалж баруун, баруун хойноос зүүн өмнө зүг рүү чиглэсэн ерөнхий салхийг үүсгэж манай орны нутаг дэвсгэрт орж ирдэг байна.
- Дэлхий нарыг тойрон эргэхэд эргэлтийн тэнхлэг нь чанх босоо шугамд $23^{\circ} 27'$ -ын өнцөг тогтмол үүсгэж байдаг учраас нарны оройн хадах өндрөөс хамаарч нарны эгц тусгал экваторын дагуу их байх боловч мэлхий матрын замын хооронд ямх ямхаар хойш эсвэл урагш шилжиж байна. Иймээс дэлхийн агаар мандлын ерөнхий циркуляцийн байрлал экватортой харьцуулахад тодорхой хэмжээгээр урагш хойш шилжих зэргээр өөрчлөлтөд өртөж манай орны нутаг дэвсгэр дээгүүр субтропикийн их ба бага даралттай агаарын урсгалын фронт нь урагшаа ба хойш шилжиж байна.
- Монгол улсын нутаг дэлхийн бөмбөрцгийн хойд хагасын сэрүүн бүсд, далай тэнгисээс алслагдан Ази тивийн төв хэсэгт тал бүрээсээ өндөр уулсаар хүрээлэгдэж, далайн түвшнээс дээш өндөрт өргөгдөн тогтсон тул агаарын температурын эрч өөрчлөлттэй. Манай улс субтропикийн сэрүүн бүсд байрлаж, далай тэнгисээс алслагдан далайн түвшнээс өндөрт өргөгдсөн Ази тивийн төв хэсэгт тал бүрээсээ өндөр уулсаар хүрээлэгдэн орших учраас уур амьсгал сэрүүвтэр, хур чийг багавтар, агаарын температур улирал болон хоногийн дотор их хэлбэлздэг, чийг ба дулааны нөөц жилээс жилд хувьсамтгай зэрэг онцлогтой байдаг тул салхины нөөц, чиглэл, горим зэрэгт шууд нөлөөлнө.

1.3. Монгол орны зүүн өмнөд бүсийн салхины нөөцийн хэмжилт, ерөнхий мэдээлэл

Манай улсын ус цаг уурын хүрээлэнд 137 цаг уурын станц, 181 харуулын цэг, хүрээлэн буй орчны хяналтын 22 лаборатори, 141 цаг уурын автомат станц ажиллаж байна.

Цаг уурын станц:

- Нарны цацрагийн -15 станц,
- Хөдөө аж ахуйн цаг уурын – 2 станц,
- Зоо цаг уурын -7 станц,
- Цаг уурын радар – 1,
- Хөдөлгөөнт цаг уурын радар – 1,
- Хиймэл дагуулын мэдээ хүлээн авагч -3,
- Шороон шуурганы ажиглалтын – 11 станц,
- Нуурын судалгааны -1,
- Мөстлөг судлалын -1 станц тус тус байна.



Зураг 1.4. Монгол орны цаг уурын өртөө, харуулын газарзүйн байршил

Цаг уурын харуул:

- Хөдөө аж ахуйн цаг уурын харуул – 314,
- Усны харуул – 152,
- Цацрагийн хяналтын харуул – 35,
- Агаарын чанарын хяналтын харуул – 36,

- Хүлэмжийн хийн хяналтын харуул – 1,
- Цөлжилтийн хяналтын харуул – 1550 байна.

Эдгээр цаг уурын станц, харуулуудын салхины хурдны хэмжилтийг эрчим хүчний зориулалтаар ашиглахад учр дутагдалтай байдаг. Тиймээс эрчим хүчний зориулалттай, СЭХ-ний станц барих газрын нөөцийг үнэлэхдээ цаг уурын станц суурилуулан 1 жилээс дээш хугацааны утгыг хэмжилт хийн цуглуулах нь зүйтэй.

Тиймээс энэхүү төслийн хүрээнд Өмнөговь аймгийн $E 107^{\circ}27'30"$, $N 42^{\circ}47'1"$ байршилд эрчим хүчний зориулалтаар суурилуулах салхин цахилгаан станцын салхины нөөцийн үнэлгээ хийх зориулалтаар нэмэлт хэмжилтийн станц суурилуулж **ӨГӨГДЛИЙГ ЦУГЛУУЛСАН.**



Зураг 1.5. Хэмжилт хийсэн газрын газар зүйн байршил

Хэмжилтийн станц суурилуулж, эрчим хүчний зориулалттай шаардлага хангасан хэмжилтийг 1 жилийн хугацаанд хийсэн.

- Салхины хурд хэмжих анемометр,
- Салхины чиглэл хэмжигч,
- Агаарын температур хэмжигч,
- Агаарын даралт хэмжигч,
- Чийгшил хэмжигч,

- Нарны радиац хэмжих перанометрыг суурилуулан, хэмжилтийн утгыг цуглуулсан.

Хэмжилтийн станц нь дараах үндсэн өгөгдлийн хамжиж архивлана. Үүнд:

- Салхины дундаж хурд- 1 секунд тутамд хэмжсэн өгөгдөл,
- Салхины хамгийн их хурд- 3 секунд тутамд цуглуулсан хамгийн их салхины хурд,
- Салхины чиглэл- салхины чиглэлийг хэмжихдээ үндсэн 8 зүг, 32 зовхис бүхий 16 секторт хувааж, сектор тус бүр 22,5⁰ байхаар өгөгдлийг хэмжинэ.
- Салхины хурдны стандарт хазайлт- 10 минутын хугацаанд хэмжигдсэн салхины хурдны агшин зуурын утгыг хэмжиж хадгална.

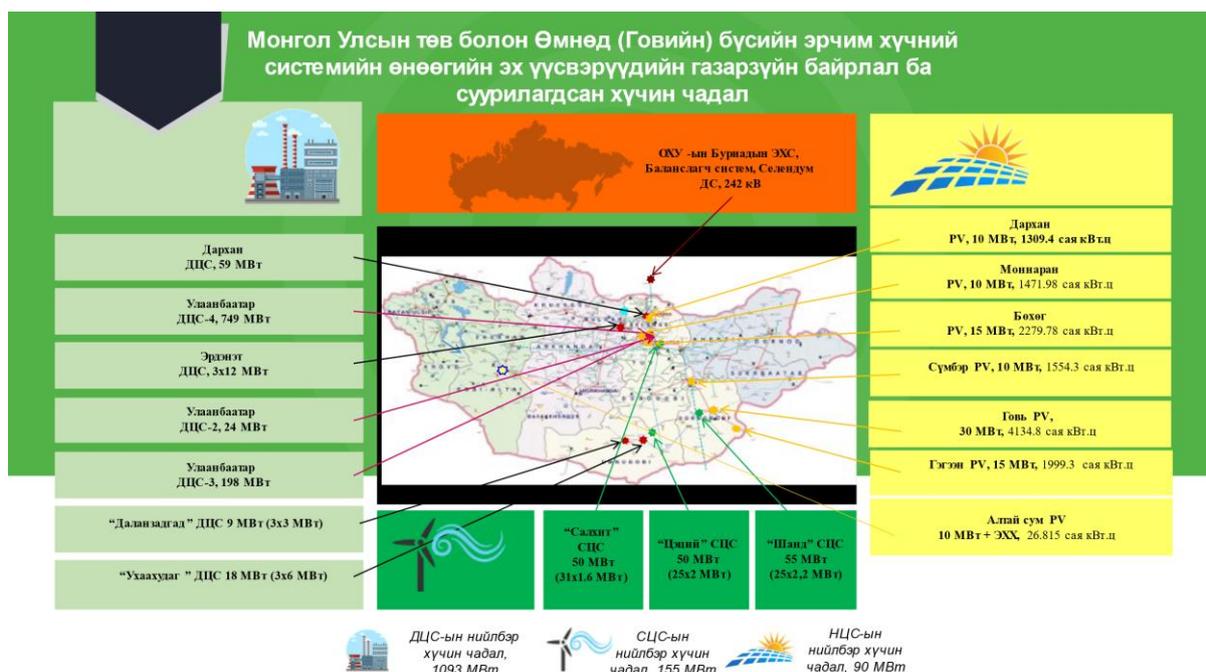
Мөн станц нь салхины үндсэн өгөгдлөөс гадна цаг уурын өгөгдлийг цуглуулна:

- Өдрийн дундаж температур- цаг тутамд хэмжиж дундажлах,
- Өдрийн дундаж агаарын даралт- цаг тутамд хэмжих,
- Өдрийн агаарын дундаж чийгшил-цаг тутамд хэмжих,
- Тухайн газар нутагт буусан аянгын тоо, цасан шуурга, хур тунадас, цэлмэг өдрийн тоо, шороон болон элсэн шуургатай өдрийн тоо, хөрсний хөлдөлтийн гүн гэх мэт мэдээллийг цуглуулна.

Эрчим хүчний зориулалттай их чадлын салхин парк барих газрын салхины нөөцийг үнэлэхийн тулд олон улсын стандартад тухайн газар нутагт 1 жилээс дээш хугацаанд хэмжилт хийж өгөгдлийг боловсруулах шаардлагатай байдаг. Хэмжилтийн өгөгдөл 98%-иас их байх хэрэгтэй.

1.4. Монгол оронд суурилагдсан СЭХ-ний эх үүсвэрүүд, тэдгээрийн мэдээлэл

Манай оронд Салхит-50 МВт, Цэций -50 МВт, Шанд- 55 МВт-ын салхин цахилгаан станц төвийн эрчим хүчний системтэй холбогдон зэрэгцээ ажиллаж байна. Үүнээс гадна Дархан – 10 МВт, Моннаран – 10 МВт, Бөхөг – 15 МВт, Сүмбэр – 10 МВт, Говь – 30 МВт, Гэгээн – 15 МВт, Алтай сумын 10 МВт + ЭХХ бүхий нарны цахилгаан станцууд үйл ажиллагаа явуулж байна. Дараах зураг 2.3-т манай улсын төв болон өмнөд бүсийн эрчим хүчний системд холбогдсон эрчим хүчний эх үүсвэрүүдийн газарзүйн байрлал ба суурилагдсан хүчин чадлыг харуулав.



Зураг 1.6. Монгол Улсын төв болон Өмнөд (Говийн) бүсийн эрчим хүчний системийн өнөөгийн эх үүсвэрүүдийн газарзүйн байрлал ба суурилагдсан хүчин чадал

Эрчим хүчний салбарын 2022 оны 10 дугаар сарын үйлдвэрлэлийн мэдээг дараах хүснэгтээр оруулав.

Хүснэгт 1.2. Сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрүүдийн үйлдвэрлэл

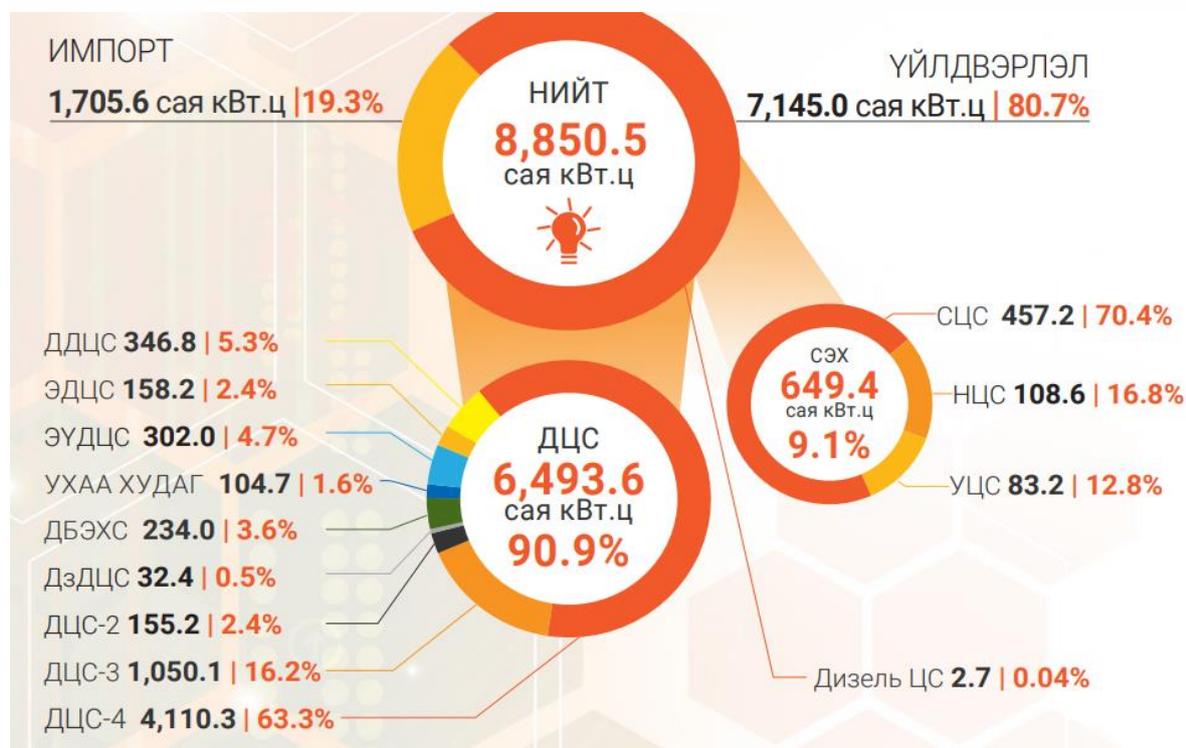
(2022.11.08-ны өдөр)

№	Компани	Нэгж	2022 оны 10-р сар				2022 он Өссөн дүн	
			Мөн үе гүйц	Төл	Гүйц	Хувь		
1	"ДӨРГӨН УЦС"	цах мян.кВт.ц	4,644.95	1,972.00	2,048.11	103.86%	24322.73	
2	"ТАЙШИР УЦС"	цах мян.кВт.ц	2,463.36	2,232.00	741.84	33.24%	21654.42	
3	"ГУУЛИН УЦС"	цах мян.кВт.ц	-	50.00	41.76	83.52%	452.47	
4	"БОГДЫН ГОЛ УЦС"	цах мян.кВт.ц	127.90	-	9.70	100.00%	3407.85	
5	"ТОСОНЦЭНГЭЛ УЦС"	цах мян.кВт.ц	219.70	102.00	97.16	95.25%	910.5	
6	"ХУНГУЙ УЦС"	цах мян.кВт.ц	18.20	10.00	10.10	101.00%	236.53	
7	"ГАЛУУТАЙН УЦС"	цах мян.кВт.ц	15.50	10.00	1.30	13.00%	202.07	
8	"САЛХИТ СЦС" ХХК	цах мян.кВт.ц	11,633.62	13447.886	10,005.60	74.40%	124939.056	
9	"ЦЭЦИЙ СЦС" ХХК	цах мян.кВт.ц	12,243.53	15834	14,776.43	93.32%	138201.976	
10	САЙНШАНД СЦС	цах мян.кВт.ц	12,901.68	12818.908	15,187.13	118.47%	139276.896	
11	АЛТАЙ сум НЦС	цах мян.кВт.ц	26.24	723.13	74.58	10.31%	434.46	
12	"НАР НЦС" ХХК	цах мян.кВт.ц	1,439.50	891	1,414.42	158.75%	14772.329	
13	"МОННАРАН" НЦС ХХК	цах мян.кВт.ц	1,568.11	1354	1,504.03	111.08%	16638.704	
14	"ГЭГЭЭН НЦС"	цах мян.кВт.ц	2,139.72	2155.176	2,156.91	100.08%	20627.178	
15	"СҮМБЭР НЦС"	цах мян.кВт.ц	1,692.56	1497.5	1,523.40	101.73%	16448.985	
16	"БӨХӨГ НЦС"	цах мян.кВт.ц	2,550.81	1941.032	2,294.12	118.19%	25401.112	
17	"ГОВЬ НЦС"	цах мян.кВт.ц	4,483.86	4029.228	4,028.86	99.99%	44,324.78	
ДҮН			цах мян.кВт.ц	58,169.25	59,067.86	55,915.46	94.66%	592,252.05

Эх сурвалж: Эрчим хүчний яам, статистик мэдээ

Нар, салхи, усны станцууд төлөвлөсөн эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн 94.66%-ийн гүйцэтгэлтэй ажилласан байна.

Эрчим хүчний зохицуулах хорооны эрчим хүчний 2020 оны статистик үзүүлэлтийн тайлангаас харахад нийт 8,850.5 сая кВт.ц эрчим хүчний хэрэглээний 80.7%-ийг дотоодын эх үүсвэрүүдийн үйлдвэрлэлээр хангасан. Үүний 9.1% буюу 649.4 сая кВт.ц эрчим хүчийг сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрүүдээс хангажээ. Салхин цахилгаан станцууд 457.2 сая кВт.ц буюу нийт СЭХ-ний эх үүсвэрүүдийн үйлдвэрлэлийн 70.4%, нарны цахилгаан станцууд 108.6 сая кВт.ц буюу 16.8%, усан цахилгаан станцууд 83.2 сая кВт.ц буюу 12.8% басан байна.



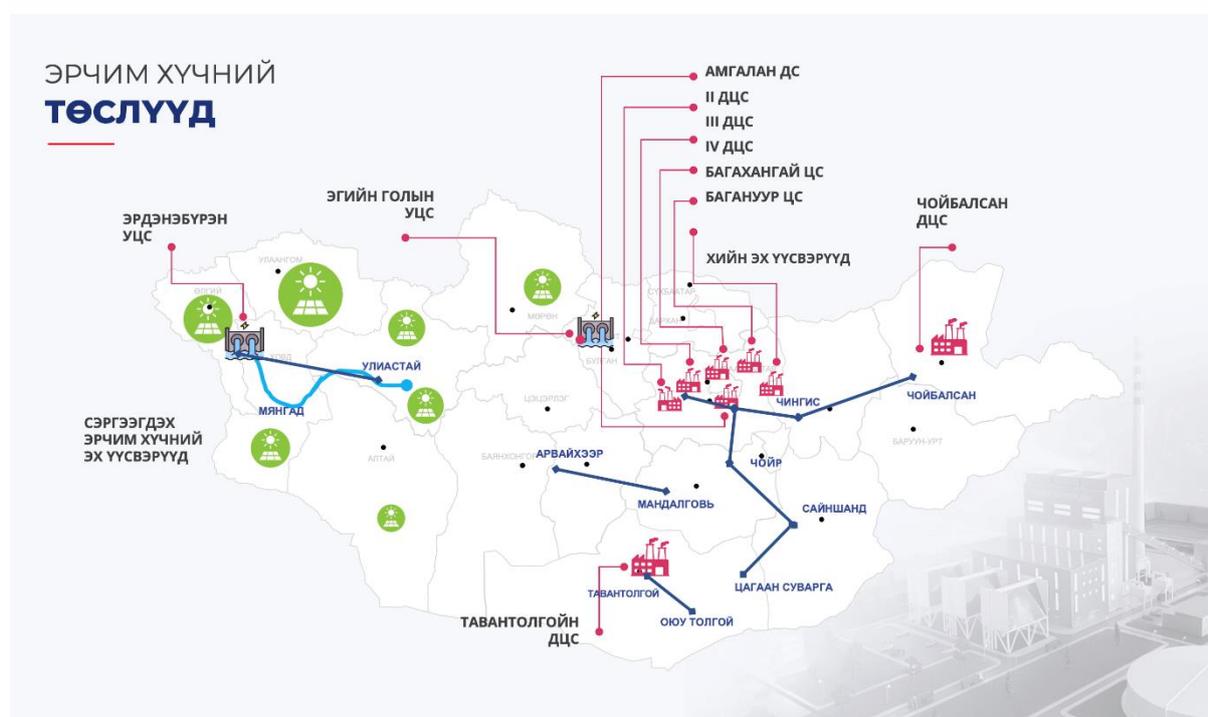
Зураг 1.7. Манай орны эрчим хүчний эх үүсвэр ба үйлдвэрлэл

“Шинэ сэргэлтийн бодлого” – Эрчим хүчний сэргэлт:

Эрчим хүчний салбар нь улс орны аюулгүй, бие даасан байдал, эдийн засаг, нийгмийн тогтвортой хөгжлийг хангах эдийн засгийн суурь салбар билээ. Эрчим хүчний хангамж, хүртээмж, найдвартай байдал, түүний үр ашиг нь ач холбогдол бүхий уул уурхай, зам тээвэр, үйлдвэрлэл технологийн бүтээн байгуулалтын төслүүд, жижиг дунд үйлдвэр, бодит салбаруудын үйлдвэрлэл, бүтээмж, хөрөнгө оруулалтыг хязгаарлаж, нийт эдийн засгийн хөгжилд шууд нөлөө үзүүлж байна. Манай улсын хувьд нийт эрчим хүчний 80%-ийг дотоодын эх үүсвэрээс хангадаг бол БНХАУ-аас 14%, ОХУ-аас 5%-ийг импортолж байна. Дулааны цахилгаан станцуудын насжилт 35-60 жил, цахилгаан

дамжуулах, түгээх сүлжээ 32-62 жилийн насжилттай ба үүний 40% нь ашиглалтын хугацаа хэтэрсэн. 1986 онд Дулааны 4-р цахилгаан станц баригдсанаас хойш эрчим хүчний шинэ эх үүсвэрийг байгуулаагүй нь ачааллын хязгаартаа тулсан байгааг шинэ станцууд барих болон өргөжилт, засвар шинэчлэл зайлшгүй хийх шаардлагатай байгааг илтгэж байна.

Бодлогын хүрээнд нийт 4 багц эрчим хүчний төсөл хөтөлбөрүүд батлагдсан. Үүнд дулааны цахилгаан станцуудын хүчин чадлыг өргөтгөх төслүүд, эрчим хүчний шинэ эх үүсвэрүүд барих төслүүд, эрчим хүчний дэд станц, цахилгаан дамжуулах агаарын шугам сүлжээний төслүүд, байгаль орчинд ээлтэй, шинжлэх ухаан, дэвшилтэд технологид суурилсан эрчим хүчний төслүүд тус тус багтана.



Зураг 1.8. Манай улсад хэрэгжих эрчим хүчний төслүүд

Төрөөс авч хэрэгжүүлж буй хөтөлбөр, бодлогын хүрээнд манай орны баруун бүсийн нутаг дэвсгэрт сэргээгдэх эрчим хүчний багц төслүүд шат дараалалтай хэрэгжиж байна.

Сэргээгдэх эрчим хүчийг нэмэгдүүлэх төсөл

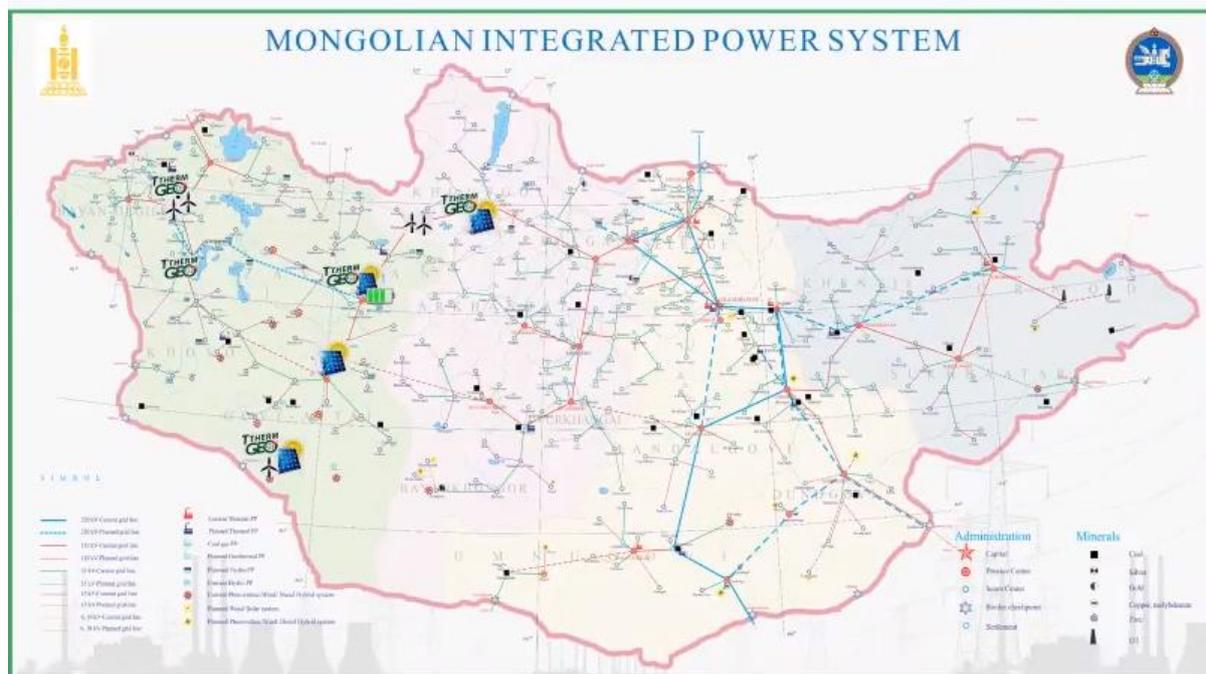
Төслийн зорилго: Төвийн эрчим хүчний системээс алслагдсан аймгуудад Сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрийг бий болгох.

Төслийн нийгэм, эдийн засгийн үр өгөөж: Баруун бүсийн алслагдсан сум, орон нутгийн хэрэглэгчдийн цахилгаан хамгамжийн хүртээмж, чанарыг дээшлүүлнэ.

Хүснэгт 1.3. Сэргээгдэх эрчим хүчийг нэмэгдүүлэх төсөл

Санхүүжүүлэгч байгууллага, орон	Азийн Хөгжлийн Банк
Санхүүжилтийн хэлбэр /зээл, тусламж, холимог/	Холимог
Санхүүжилтийн дүн /үндсэн валют/	\$66.22m
<ul style="list-style-type: none"> • Зээлийн санхүүжилт 	\$40m
<ul style="list-style-type: none"> • Буцалгүй тусламжийн санхүүжилт 	\$14.6m
<ul style="list-style-type: none"> • Төсвийн санхүүжилт 	\$5.62m
Төсөл хэрэгжих хугацаа	2019-2023
Төсөл хэрэгжүүлэгч байгууллага	Эрчим Хүчний Яам
Төслийн статус	Хэрэгжиж байгаа

Нүүрсний дулааны эрчим хүчийг ашиглахгүй, дан нар салхины сэргээгдэх эрчим хүчийг ашиглан цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх тул хүлэмжийн хий, угаа тортог ялгаруулахгүй тул агаарын бохирдол үүсгэж оршин суугчдын эрүүл мэндэд сөргөөр нөлөөлөхгүй. Мөн түүнчлэн импортын эрчим хүчний хэрэгцээг бууруулна.



Зураг 1.9. Манай улсын эрчим хүчний систем, СЭХ-ийг нэмэгдүүлэх төслийн газарзүйн байршил

Хүснэгт 1.4. Сэргээгдэх эрчим хүчийг нэмэгдүүлэх төслийн хүрээнд суурилуулах станц

Байршил	СЭХ-ийн ашиглах технологи	Хүчин чадал, [МВт]	Гүйцэтгэх хугацаа	Явц
Өмнөговь, Увс	Салхин ЦС	10	2019-2022	2020-10 сар тендер
Алтай/Есөнбулаг, Говь-Алтай	НЦС	10	2019-2022	Тендер үнэлгээ
Алтай, Говь-Алтай	НЦС+СЦС+ цэнэг хураагуур	0,5	2019-2022	Тендер үнэлгээ
Улиастай, Завхан	НЦС+Цэнэг хураагуур	5	2019-2022	Тендер үнэлгээ
Тэлмэн, Завхан	СЦС	5	2020-2023	ТЭЗҮ
Мөрөн, Хөвсгөл	НЦС	10	2020-2023	ТЭЗҮ
Ховд, бусад газруудад	Хөрсний ДН	0,5		Ховд гэрээ Бусад 4 ТЭЗҮ
Нийт хүчин чадал		41,0		

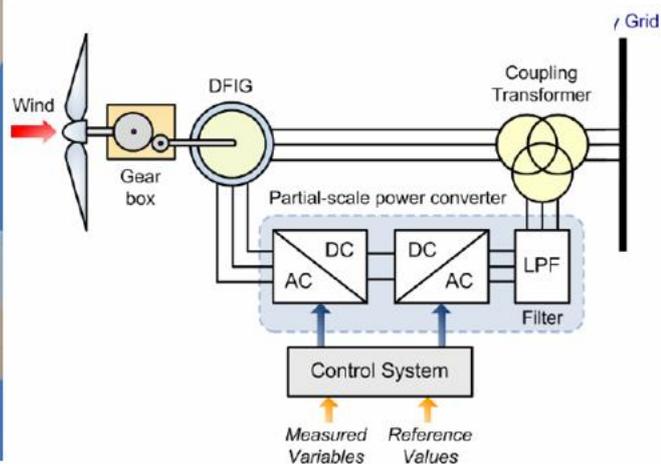
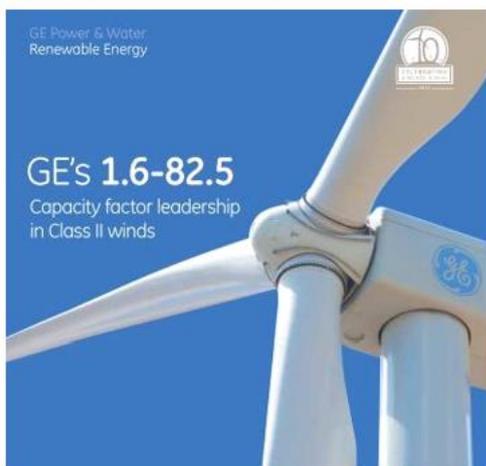
Эдгээр төслүүд ашиглалтанд орсноор баруун бүсийн эрчим хүчний хэрэглээг цэвэр эрчим хүчээр найдвартай, чанартайгаар хангах, импортын эрчим хүчний хэмжээг бууруулах боломжтой.

Салхит – 50 МВт-ын салхин цахилгаан станц:

Салхит – 50 МВт-ын салхин цахилгаан станцад GE 1.6-82.5x1е загварын **1,6МВт-ын 31 ширхэг** салхин цахилгаан үүсгүүрийг суурилуулсан.



Зураг 1.10 Салхит 50 МВт-ын салхин цахилгаан станц



Зураг 1.11. Салхит 50 МВт-ын салхин цахилгаан станцын салхин цахилгаан үүсгүүрийн төрөл GE 1.6-82.5x1e загварын **1,6МВт-ын** салхин цахилгаан үүсгүүрийн роторын диаметр 82.5 м, хувьсах хурд бүхий асинхронжуулагдсан генераторыг хүчний электроникийн системтэй хослуулсан салхин турбин /*variable speed doubly fed asynchronous generator with partial power converter system*/ юм.

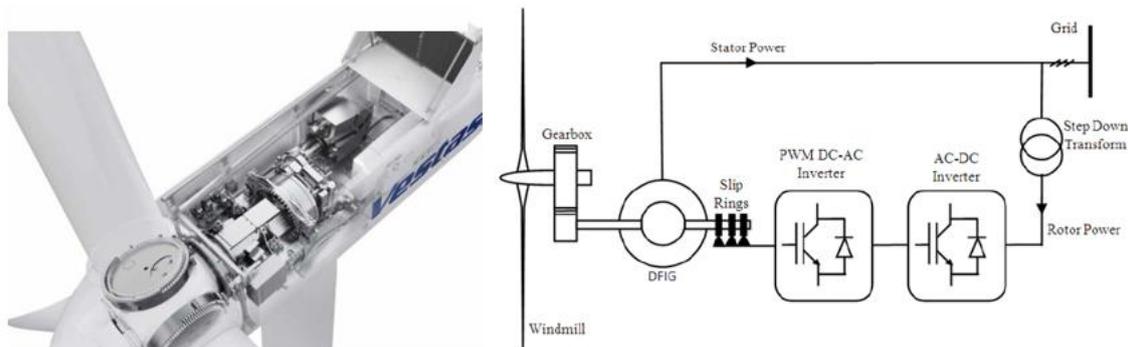
Уг станц нь жил бүр 100,000 айлыг цэвэр сэргээгдэх эрчим хүчээр хангаж, 122,000 тн нүүрс шатахаас сэргийлж, 180.000 тн CO₂ агаар мандалд хаягдахаас сэргийлж, 1.6 сая тн цэвэр ус хэмнэдэг.

Цэций – 50 МВт-ын салхин цахилгаан станц:

Уг станцад Vistas-ийн V110 загварын **2 МВт-ын 25 ширхэг** салхин цахилгаан үүсгүүр суурилагдсан.



Зураг 1.12. Цэций 50 МВт-ын салхин цахилгаан станц



Зураг 1.13. Цэций 50 МВт-ын СЦС-ын салхин цахилгаан үүсгүүрийн төрөл

V110 загварын **2 МВт-ын** салхин цахилгаан үүсгүүрийн роторын диаметр-110 м, генератор- Doubly fed generator slip rings төрөл юм.

Энэхүү станц нь жилд 30.1 сая кВт.ц эрчим хүч үйлдэрлэж, 180.000 тн нүүрс шатахаас хэмнэх, 1.2сая тн цэвэр ус хэмнэх, 230.000 тн CO₂ ялгаруулалтыг бууруулан цэвэр эрчим хүч үйлдвэрлэж байна.

Шанд – 55 МВт-ын салхин цахилгаан станц:

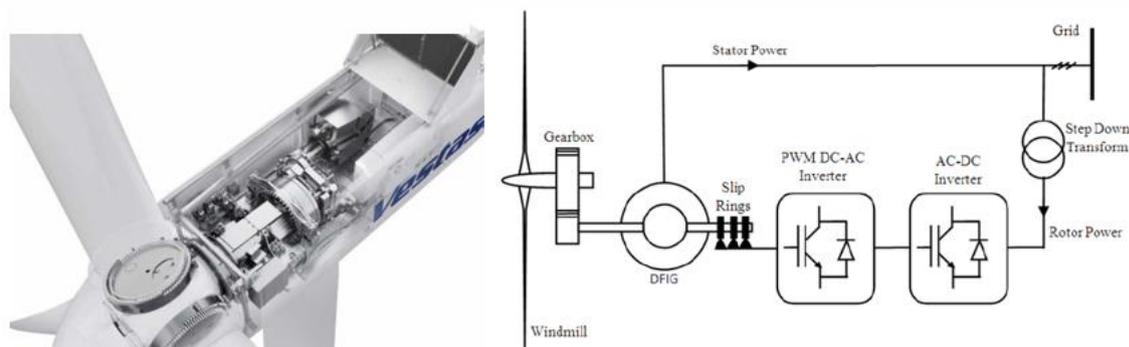
Шанд – 55 МВт-ын салхин цахилгаан станцад Vistas V110 загварын **2 МВт-ын 27 ширхэг** салхин цахилгаан үүсгүүрийг суурилуулснаар салхин паркийн суурилагдсан хүчин чадал 54 МВт байх бөгөөд эрчим хүчний тусгай зөвшөөрлийн дагуу 52 МВт байна.



Зураг 1.14. Шанд 55 МВт-ын салхин цахилгаан станц

Энэхүү станц нь жилд 100 мянга гаруй айл өрхийн цахилгаан хэрэглээг хангах цэвэр эрчим хүчийг салхины хүчээр үйлдвэрлэж, дулааны цахилгаан эрчим хүчний

үйлдвэрлэлээс бий болох 222.2 мянган тн нүүрсхүчлийн хийг агаар мандалд ялгарахаас сэргийлж, 1.9 сая.м³ цэвэр ус, 78 мянга 416 тонн нүүрсний хэрэглээг хэмнэнэ.



Зураг 1.15. Шанд 55 МВт-ын СЦС-ын салхин цахилгаан үүсгүүрийн төрөл

V110 загварын **2 МВт-ын** салхин цахилгаан үүсгүүрийн роторын диаметр-110 м, генератор- Doubly fed generator slip rings төрөл юм.

Хүснэгт 1.5. Vistas V110-2.0 МВт маркийн салхин турбины техникийн үзүүлэлт

№	Техникийн үзүүлэлт	Тоон утга
1.	Салхин турбины төрөл	Дани улсын Vistas V110-2.0
2.	Салхин турбины хүчин чадал	2 МВт
3.	Салхин турбины роторын диаметр	110 м
4.	Салхин турбины булын өндөр	95 м
5.	Суурийн диаметр	17.9 м
6.	Турбин хоорондын зай, ширхэг	305-340 м зайтай, 27 ширхэг
7.	ЦДКШ-ын урт, талбайн хэмжээ	6750 м ²

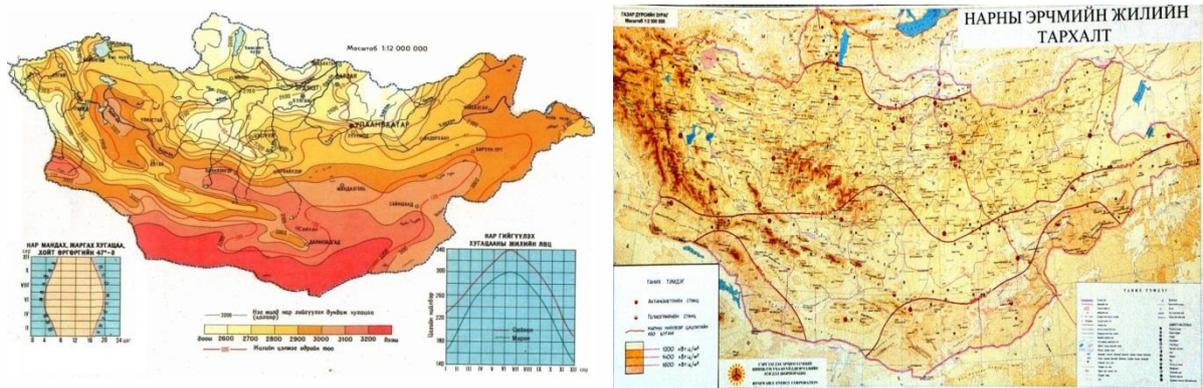
Салхин цахилгаан үүсгүүр нь энгийн горимд 3 м/с хурдтай салхитай үед ажиллаж эхлэх ба тогтвортой ажиллах горим 11.5 м/с хурдтай үе бөгөөд хамгийн ихдээ 20 м/с хүртэлх хурданд ажиллах боломжтой. Салхин турбины бүтцийн хувьд 95м өндөр, 110 м роторын диаметртай, 54 м урттай 3 далбаатай, сайжруулсан ган цамхагтай юм. Салхин турбины хэвийн ажиллах температур -20⁰С-ээс +40⁰С, хамгийн бага температур нь -30⁰С байна.

ХОЁРДУГААР БҮЛЭГ: МОНГОЛ ОРОНД ИХ ЧАДЛЫН ЭКСПОРТЫН ЗОРИУЛАЛТТАЙ САЛХИН ЦАХИЛГААН СТАНЦ БАРИХ СУДАЛГАА

2.1. Монгол орны нар, салхины эрчим хүчний нөөц

Монгол орны нөхцөлд хөдөөгийн болон хот, аймаг, сум, суурингийн төвлөрсөн системээс алслагдсан хэрэглэгчдийн цахилгаан, дулааны эрчим хүч хангамжид бие даасан, бага чадлын сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсгүүрүүдээс нар, салхи, газрын гүн ба биомассын эх үүсгүүрийг ашиглах нь тохиромжтой юм. Сэргээгдэх эрчим хүчний төрлүүдийн нөөц ба тархалт нь газар бүрт харилцан адилгүй байх тул тодорхой нутаг орон болон хэрэглэгчдийг сэргээгдэх эрчим хүчний ямар эх үүсвэрээр хангах нь байгаль орчны онцлог, хэрэглэгчдийн нягтрал, төвлөрөл зэрэг олон хүчин зүйлээс хамаарсан техник эдийн засгийн тооцоо, үндэслэлээр оновчтойгоор шийдвэрлэх ёстой нарийн төвөгтэй асуудал юм. Манай улс сэргээгдэх эрчим хүчний нэн ялангуяа нар, салхи, биомассын арвин их нөөцтэй гэж үздэг.

2.1.1 Монгол орны нарны эрчим хүчний нөөц, тархалт: Манай оронд 1960 оноос нарны цацрагийн хэмжилтийг стандарт аргачлалын дагуу хийж эхэлсэн бөгөөд нийт нутаг дэвсгэр дээрх нарны гийгүүлэлт, цацрагийн горимын хэмжилтийн материалыг эмхэтгэсэн анхны кадастрыг 1985 онд гаргасан байдаг. 1989 оноос манай орны бараг бүх бүс нутгуудаар нарны эрчмийн болон нөөцийн хэмжилт, тооцоог хийсэн судалгааны дүнд нарны эрчмийг эрчим хүчний зориулалтаар ашиглах боломжийн нөөцтэй гэж дүгнэсэн байдаг. Манай орны говь цөлийн бүсэд налуу гадарга дахь олон жилийн дундаж өдрийн нарны нөөцийн хэмжээ $5,89 \text{ кВт}\cdot\text{цаг}/\text{м}^2\cdot\text{өдөр}$, хэвтээ гадаргад энэ хэмжээ $4,93 \text{ кВт}\cdot\text{цаг}/\text{м}^2\cdot\text{өдөр}$ байна. Энэ тоон үзүүлэлт нь манай орны говийн бүсд нарны эрчим хүчний арвин нөөц байгааг илтгэж байгаа юм. Сахарын цөлд хэвтээ гадаргад тусах жилийн дундаж нарны нөөц $2350 \text{ кВт}\cdot\text{цаг}/\text{м}^2\cdot\text{жил}$ орчим байдаг бол манай говийн бүсд налуу гадаргууд тусах жилийн дундаж нарны нөөц $2110 \text{ кВт}\cdot\text{цаг}/\text{м}^2\cdot\text{жил}$, харин хэвтээ гадаргад тусах жилийн дундаж нарны нөөц $1672 \text{ кВт}\cdot\text{цаг}/\text{м}^2\cdot\text{жил}$ байна. Монгол орны хэмжээнд сарнисан цацрагийн сарын дундаж нөөц $40,8\text{-}55,8 \text{ кВт}\cdot\text{цаг}/\text{м}^2\cdot\text{жил}$ байдаг.



Зураг 2.1. Монгол орны нарны эрчим хүчний нөөцийн зураг

Монгол орны нийт нутаг дэвсгэрийн 70% нь нарны эрчим хүчийг ашиглах нөөц ихтэй ангилалд багтдаг. Говь, тал хээр, цөлийн бүс нутагт жилд 2900-3000 цаг нартай байдаг бөгөөд өдөрт 5.5-6.0 кВт.цаг эрчим хүч үйлдвэрлэх боломжтой. Нийт нутаг дэвсгэрийн 18%-ийг эзэлж буй Хангайн нуруунд 2600-2900 цаг нартай, 4.5-5.5 кВт.цаг эрчим хүч үйлдвэрлэх боломжтой болох нь судалгаагаар тогтоогдсон.

2.1.2 Салхины эрчим хүчний нөөц: Манай орны салхины эрчим хүчний нөөцийн зураглалыг 2001 онд АНУ-ын Сэргээгдэх эрчим хүчний лабораторийн (NREL) тусламжтайгаар боловсруулсан. Энэ зураглалд зааснаар манай орны нийт нутаг дэвсгэрийн 160,000 км² талбай нь салхины эрчим хүчийг үйлдвэрлэлийн зориулалтаар ашиглах нөөцтэй гэж тогтоосон. Салхины эрчим хүчний нөөц сайтай бүс нутагт 1км² талбайгаас хамгийн багаар тооцоход 7 МВт эрчим хүч үйлдвэрлэх боломжтой юм. Манай улсад 20,000МВт-аас багагүй салхины эрчим хүчний нөөцтэй 13 аймаг байх ба үүнээс 50,000 МВт-аас дээш нөөцтэй 9 аймаг байна. Салхины дундаж хурд 5-7 м/с байх боловч өвлийн улиралд салхины хурд буурч томоохон салхин паркийн ажиллах салхины хурданд хүрэлцэхгүй байх тохиолдол байна.

2.2. Салхины эрчим хүчний олон улсын стандартууд

Стандарт гэдэг нь аливаа үйл ажиллагаа эсвэл бараа, бүтээгдэхүүний чанар, үзүүлэлт, шаардлагыг зохих журмын дагуу хамаарал бүхий ашиг сонирхолтой талууд зөвшилцөн боловсруулж эрх бүхий байгууллагаар хянаж батлуулсан хэм хэмжээг илэрхийлсэн бичиг баримт юм. Өөрөөр илэрхийлбэл аливаа бүтээгдэхүүн, үйлчилгээ, үйл ажиллагааны хангавал зохих наад захын хэм хэмжээг тогтоох нь стандарт юм. Аливаа стандартыг шинжлэх ухааны дэвшил, техник технологийн хөгжил, практикийн ололт амжилтанд тулгуурлан боловсруулахаас гадна олон улсад хэдийнэ туршигдаж батлагдсан стандартуудыг иш татах цаашлаад үндэсний стандарт болгох байдлаар

тухайн улс орнууд өөрсдийн онцлогт тохируулж боловсруулж нэвтрүүлдэг. Монгол Улсын Стандарт нь MNS гэсэн товчилсон тэмдэглэгээгээр эхэлдэг ба арын тоо нь бүртгэлийн дугаар болон баталсан оныг илтгэдэг. Мөн MNS ISO гэж тэмдэглэж стандарчилсан байдаг ба энэ нь Олон улсын стандартын байгууллагын баталсан стандартыг үндэсний стандартад ашиглаж болохыг илтгэж тэмдэглэдэг. Стандартууд нь үндэсний, олон улсын, бүс нутгийн, байгууллагын гэсэн төрлүүдэд хуваагддаг.

Сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрүүдийн хувьд олон улсын IEC стандартуудыг дагаж мөрддөг. Салхины эрчим хүчтэй холбоотой стандартуудыг дараах хүснэгтээр харуулав.

Хүснэгт 2.1 Салхины эрчим хүчний олон улсын стандартын жагсаалт

Код	Стандартын нэр
IEC 61400 -1	Зохиомжын шаардлагууд
IEC 61400 -2	Жижиг салхин турбины зохиомжын шаардлагууд
IEC 61400 -3	Тэнгист байрлах салхин турбины зохиомжын шаардлагууд
IEC 61400 -4	Хурдны саалтуур
IEC 61400 -5	Салхин турбины роторын далбаа
IEC 61400 -11	Дуу шуугианы хэмжилтийн арга, техник
IEC 61400 -12	Салхин турбины чадлын үзүүлэлтүүдийг тодорхойлох туршилт
IEC 61400 -13	Механик ачаалалуудыг хэмжих
IEC 61400 -14	Тодорхойлогдсон дуу шуугианы түвшинг зарлах нь
IEC 61400 -21	Сүлжээнд холбогдсон салхин турбины эрчим хүчний чанарын үзүүлэлтүүдийг хэмжих болон үнэлэх
IEC 61400 -22	Туршилт болон гэрчилгээжилтийг батламжлах
IEC 61400 -23	Роторын далбааны хийцийн бүтэн туршилт
IEC 61400 -24	Аяндын хамгаалалт
IEC 61400 -25	Холбооны протокол
IEC 60034-1	Эргэлдэгч цахилгаан машин Хэсэг 1: Чадлын ангилал ба үзүүлэлт
IEC 60204-1	Төхөөрөмжийн аюулгүй байдал – Төхөөрөмжийн цахилгаан тоноглол
IEC 60364-5-54	Нам хүчдэлийн тоног төхөөрөмжийн суурилуулалт Хэсэг 5-54

Олон улсын стандарт:

- Олон улсын цахилгаан техникийн комиссоос гаргасан “IEC64100-1- Салхин турбин суурилуулах шаардлага” стандарт,
- Олон улсын цахилгаан техникийн комиссоос гаргасан “IEC64100-12-1- Салхин цахилгаан үүсгүүр. Салхин цахилгаан үүсгүүрийн үйлдвэрлэсэн цахилгаан эрчим хүчийг хэмжих” стандарт,

- БНСУ-ын стандартын холбооноос гаргасан “KS C IEC 61400-12-Салхины эрчим хүчний систем. Салхин турбины үйлдвэрлэсэн эрчим хүчийг хэмжих аргачлал” стандарт,
- БНСУ-ын Худалдаа, аж үйлдвэр, эрчим хүчний яамны Технологи, стандартын газраас гаргасан “ KS C IEC 61400-12-1- Салхины эрчим хүчний систем. Салхин турбины үйлдвэрлэх эрчим хүчийг хэмжих” стандарт,
- БНХАУ-ын үндэсний стандартын газраас гаргасан “(GB/T)18710-2002- Салхин паркийн салхины эрчим хүчний нөөцийг үнэлэх аргачлал” стандарт,
- 2013 онд БНХАУ-ын Цахилгаан эрчим хүчний зохицуулах хорооноос гаргасан “Салхины эрчим хүчийг тооцоолох аргачлал” ,
- Хятадын сэргээгдэх эрчим хүчний үндэсний төвөөс гаргасан “Хятад улсын салхины нөөцийн зураг- 2050”,
- БНХАУ-ын “GB / Z 19963-2005- Салхин цахилгаан станцыг эрчим хүчний системд холбох техникийн дүрэм”,

Монгол улсын стандартын жагсаалтанд байгаа стандартууд:

- MNS5066:2011- Салхин ус өргүүр. Техникийн шаардлага
- MNS IEC 61400-1: 2009-Салхин цахилгаан үүсгүүр. 1-р хэсэг: Зураг төслийн шаардлага
- MNS IEC 61400-12-1: 2015- Салхин цахилгаан үүсгүүр. 12-1-р хэсэг: Салхин цахилгаан үүсгүүрийн үйлдвэрлэсэн цахилгаан эрчим хүчийг хэмжих
- MNS IEC 61400-24: 2015- Салхин цахилгаан үүсгүүр. 24-р хэсэг: Аянгын хамгаалалт

Эдгээр стандарт дүрмийг судлан үзэхэд улс орон бүр олон улсын цахилгаан техникийн комиссоос гаргасан “IEC” стандартыг мөрдөхөөс гадна өөрийн улс орны онцлогт тохируулан хийсэн үндэсний стандартыг баримталж байна. ШУТИС-ийн Эрчим хүчний сургууль, БНХАУ-ын Хойд Хятадын эрчим хүчний сургуультай хамтран боловсруулж буй энэхүү стандарт нь олон улсын IEC стандарт болон БНХАУ-ын үндэсний стандартын газраас гаргасан “(GB/T)18710-2002- Салхин паркийн салхины эрчим хүчний нөөцийг үнэлэх аргачлал” стандарт зэрэгтэй уялдуулан Монгол орны цаг уурын нөхцөл, салхины горимыг судлан боловсруулсан үндэсний стандарт гэдгээрээ онцлог ач холбогдолтой юм.

2.3 Монгол орны цаг уур, салхины горимд тохирсон үндэсний стандарт боловсруулах

Салхин парк суурилуулах газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээг хийхийн тулд нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлалыг өөрийн орны цаг уурын нөхцөл, салхины горимд үндэслэн боловсруулах шаардлагатай.

Шинээр баригдах салхин цахилгаан станцын салхины эрчим хүчний нөөцийг үнэлэх зорилгоор:

- Тухайн газар нутгийн цаг уурын мэдээлэл цуглуулах,
- Хэмжилт хийх шаардлагууд,
- Хэмжсэн салхины өгөгдлүүдийг боловсруулах аргачлал,
- Үндсэн үзүүлэлтүүдийг тооцоолох арга,
- Бүс нутгийг салхины эрчим хүчний нягтралаар ангилах,
- Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний шалгуур үзүүлэлт,
- Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний тайлангийн агуулга, формат зэргийг хэрхэн боловсруулах аргачлалыг хийсэн.

Стандарт боловсруулах үндэслэл: Агаарын урсгал буюу салхи үүсэхэд тухайн газар нутгийн агаарын температур, даралт, агаарын нягт, чийгшил зэрэг үзүүлэлт голлох үүрэгтэй байдаг. Манай орны хувьд улирлын ялгаа их, температурын хэлбэлзэл өндөр байх тул хүйтний улиралд эсрэг циклоны нөлөөллөөр их даралттай, дулааны улиралд Азийн говь цөл наранд халж, дулаан бүсийн агаар түрэн ирдэг байна. Газрын дундад тэнгисийн чийглэг агаар, Сибир, Казакстаны бэсрэг уулсын хуурай агаар ба даралтын градиентийн нөлөөгөөр их хурдтай өндрийн салхи үүсч дэлхийн эргэлтийн инерцийн хүч, Кориолосийн хүч зэргээс шалтгаалж манай оронд баруун ба баруун хойноос зүүн өмнө зүг рүү чиглэсэн ерөнхий салхийг үүсгэдэг. Манай улс субтропикийн сэрүүн бүсд байрлаж, далайн түвшнээс өндөрт өргөгдөн, тал бүрээсээ өндөр уулсаар хүрээлэгдэн орших тул салхины нөөц, чиглэл, горим зэрэгт шууд нөлөөлдөг онлогтой.

Тиймээс эрчим хүчний зориулалттай салхин цахилгаан станц барих газрыг сонгохдоо тухайн газар нутгийн салхины эрчим хүчний нөөц, горимыг сайтар судлан үнэлэх шаардлагатай байдаг. Олон улс орнууд өөрсдийн орон нутагт тохирсон салхины нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлалыг боловсруулж, стандарт болгон хэрэгжүүлж байна.

Тиймээс манай улс эрчим хүчний зориулалттай салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээг хийхэд дагаж мөрдөх үндэсний стандарттай байх шаардлагатай юм.

Стандартын зорилго: Энэ стандарт нь Монгол улсын нутаг дэвсгэрт шинээр баригдах салхин цахилгаан станцын салхины эрчим хүчний нөөцийг үнэлэх зорилгоор тухайн газар нутгийн цаг уурын мэдээлэл цуглуулах, хэмжилт хийх шаардлагууд, хэмжсэн салхины өгөгдлүүдийг боловсруулах аргачлал, үндсэн үзүүлэлтүүдийг тооцоолох арга, тухайн бүс нутгийг салхины эрчим хүчний нягтралаар ангилах, салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний шалгуур үзүүлэлт, салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний тайлангийн агуулга, формат зэргийг хэрхэн боловсруулах аргачлалыг боловсруулах юм.



Зураг 2.2. Боловсруулсан стандартын агуулга бүтэц

Уг төслийн хүрээнд “САЛХИН ЦАХИЛГААН СТАНЦ БАРИХ ГАЗРЫН САЛХИНЫ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ НӨӨЦИЙН ҮНЭЛГЭЭ ХИЙХ АРГАЧЛАЛ” стандартыг боловсруулан батлуулсан.

Стандартыг ХАВСРАЛТ-аар оруулав.

2.4. Их чадлын салхин цахилгаан станц барих газрыг тодорхойлох аргачлал

Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх хэмжилтийн утгуудыг боловсруулахдаа эхлээд математик боловсруулалт хийх шаардлагатай. Хэмжилтийн анхны өгөгдлийн математик боловсруулалт хийснээр дутуу өгөгдөл байгаа эсэхийг шалгах, боловсруулалт хийх шаардлага хангасан эсэхийг тогтооно. Математик боловсруулалтын үр дүнд хамгийн багадаа 1 жилийн өгөгдлийг түүвэрлэн авна.

Хэмжилтийн өгөгдөл шалгах:

Системийн ерөнхий шинжилгээ хийх:

- a) Хэмжилтийн бүртгэл: Бүх хэмжилтийн утга болон бүртгэсэн хугацаа ижил байх шаардлагатай.
- b) Цагийн бүртгэл: Хэмжилт бүртгэсэн цаг хугацааг нарийн шалгах хэрэгтэй.

Хэмжилтийн өгөгдлийн шинжилгээ хийх:

- a) Хязгаарын шинжилгээ
- b) Хамаарлын шинжилгээ
- c) Нөхцлийн шинжилгээ

Хүснэгт 2.2. Хэмжилтийн үндсэн параметруудийн шалгуур утга

Үндсэн үзүүлэлт	Шинжилгээний шалгуур
Дундаж салхины хурд	$0 \leq$ Дундаж салхины хурд $< 40\text{м/с}$
Салхины чиглэл	$0^\circ \leq$ Дундаж салхины чиглэл $< 360^\circ$
Далайн түвшин дэх агаарын дундаж даралт	$94 \text{кПа} <$ Дундаж даралт $< 106 \text{кПа}$

Хүснэгт 2.3. Үндсэн параметруудийн хамаарлын шалгуур утга

Үндсэн үзүүлэлт	Шинжилгээний шалгуур
50 м/ 30 м өндөр дэх дундаж салхины хурдны ялгаа	$< 2.0 \text{ м/с}$
50 м/ 10 м өндөр дэх дундаж салхины хурдны ялгаа	$< 4.0 \text{ м/с}$
50 м/ 30 м өндөр дэх салхины чиглэлийн ялгаа	$< 22.5^\circ$

Хүснэгт 2.4. Үндсэн параметруудийн нөхцлийн шалгуур үзүүлэлт

Үндсэн үзүүлэлт	Шинжилгээний шалгуур
1 цагийн дундаж салхины хурдны өөрчлөлт.	< 6 м/с
1 цагийн дундаж температурын өөрчлөлт	< 5°C
3 цагийн дундаж даралтын өөрчлөлт	< 1 кПа

Бүс нутаг бүрт цаг агаарын үзүүлэлт, салхины нөхцөл байдал өөр өөр төлөвтэй байна. Тиймээс өөр өөр нутагт хэмжсэн хэмжилтийн утгыг боловсруулахдаа дээрх хүснэгтэнд заасан шалгуур утгыг баримтална. Хэмжилтийн параметрууд нь дээрх шалгуур үзүүлэлтээс давсан тохиолдолд салхины нөхцөл байдлын онцлог шинж чанаруудын дагуу өгөгдлийг шүүж, дүн шинжилгээ хийх хэрэгтэй.

Салхины хэмжилтийн өгөгдлийн дутуу эсвэл алдаатай утгыг засварлах

- Хэмжилтийн бүх өгөгдлийг шүүж, дутуу эсвэл алдаатай өгөгдлийг илрүүлж, математик боловсруулалт хийх хэрэгтэй. Математик боловсруулалт хийсэн өгөгдлийг ашиглан салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээг хийнэ.
- Салхины хэмжилтийн өгөгдлийн математик боловсруулалтаар тухайн өгөгдлийг ашиглах боломжтой эсэхийг тодруулна.
- Хэмжилтийн утга алдаатай эсвэл дутуу байгаа тохиолдолд хэмжилтийн цэгт суурилуулсан нэмэлт хэмжүүрийн өгөгдлийг ашиглан тооцоог хийж болно.

Салхины хурдны алдаатай өгөгдлийг илрүүлэхдээ дараах хоёр аргыг ашиглана.

1. Хэрэв салхины хурдны хэмжилтийн нэг өндөр дэхь утга дутуу эсвэл алдаатай тохиолдолд салхины босоо шилжлэгийн илтгэгчийг ашиглан утгыг гүйцээн засварлаж болно.
2. Салхины хэмжилтийн цэгийн бүх өндөрт харгалзах хэмжилтийн утга дутуу эсвэл алдаатай тохиолдолд зэргэлдээ хэмжилтийн станцийн ижил өндөр дэхь салхины хурдны хэмжилтээр хийсэн корреляцийн тэгшитгэл ашиглан хэмжилтийн утгыг гүйцээн засварлаж болно. Энэ аргыг ашиглах үед хамаарлын коэффициент 0,8-аас их утгатай байх хэрэгтэй.

Салхины хэмжилтийн өгөгдлийг сэргээх түвшин нь 90%-иас их байх шаардлагатай. Хэмжилтийн өгөгдөл сэргээх түвшнийг дараах илэрхийллээр тооцно.

Өгөгдөл сэргэх түвшин

$$= \frac{\text{Бүртгэгдсэн хэмжилтийн тоо} - \text{алдаатай хэмжилтийн тоо} - \text{орхигдсон хэмжилтийн тоо}}{\text{Бүртгэгдсэн хэмжилтийн тоо}} \times 100\%$$

Бүртгэгдсэн хэмжилтийн хугацаа - Нийт хэмжилт хийсэн өгөгдлийн тоо ;

Алдаатай хэмжилтийн тоо - Алдаатай болох нь тогтоогдсон өгөгдлийн тоо;

Орхигдсон хэмжилтийн тоо - Бүртгэгдээгүй хэмжилтийн тоо

Өгөгдөл засварлаж сэргээх

Дээрх аргачлалаар салхины хурд болон салхины чиглэлийн дутуу эсвэл алдаатай өгөгдлийг засварлаж сэргээх үйл явцын үр дүнд 1 жилээс дээш хугацааны өгөгдлийг боловсруулна. Хэмжилтийн өгөгдлийг сэргээх түвшинг мөн зааж өгөх ёстой. Хэмжилтийн өгөгдлийн математик боловсруулалт хийх явцдаа дутуу болон алдаатай өгөгдлийн шалтгааныг тайлбарлана. Мөн шинээр сэргээн засварлаж байгаа өгөгдлийн талаар тодорхой тайлбар оруулах шаардлагатай. Салхины хурд, салхины чиглэлээс гадна агаарын температур, агаарын даралтын өгөгдлийг дээрх аргын нэгэн адилаар засварлан сэргээж болно.

Хэмжилтийн өгөгдлийг засварлах

Салхин цахилгаан станц суурилуулах гаурын ойролцоох урт хугацааны ажиглалтын станцын мэдээллийг ашиглан салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх хэмжилтийн параметруудийг засварлан гүйцээнэ.

Богино хугацааны салхины өгөгдлийг урт хугацааны өгөгдөл болгон засварлахын тулд урт хугацааны ажиглалтын станцын хувьд дараах нөхцлийг бүрдүүлэх шаардлагатай.

Үүнд:

- a) Хэмжилтийн цэг болон урт хугацааны хэмжилтийн станцад хэмжсэн хэмжилтийн утгын хоорондын корреляцийн коэффициент өндөр байх,
- b) 30-аас дээш жилийн урт хугацааны хэмжилтийн өгөгдөл цуглуулах,
- c) Урт хугацааны ажиглалтын станц байрлах газар нутаг нь салхин цахилгаан станц суурилуулах газар нутагтай ижил төстэй цаг уурын нөхцөлтэй байх,
- d) Салхин цахилгаан станц суурилуулах газартай ойрхон зайд байрласан байх шаардлагатай.

Хэмжилтийн өгөгдөл боловсруулах

1. Салхины дундаж хурд ба салхины хүчний нягтрал.

Жилийн дундаж утга: Жилийн хугацааны хэмжилтийг харьцуулахдаа ижил цагт бүртгэгдсэн өгөгдлийг цуглуулна. Өдрийн 0 цагаас 23 цаг хүртэл хэмжсэн хэмжилтийн дундаж утгаар авна. Сарын дундаж утга: Сарын хугацааны хэмжилтийг харьцуулахдаа ижил цагт бүртгэгдсэн өгөгдлийг цуглуулна. Өдрийн 0 цагаас 23 цаг хүртэл хэмжсэн хэмжилтийн дундаж утгаар авна.

2. Салхины хурд ба салхины энергийн давтамжийн тархалт

Салхины хурд, салхины энергийн давтамжийг 1м /с-ийн зайцтайгаар бүртгэнэ. Салхины хурд 4,6 м/с-ээс 5,5 м/с бол 5 м/с гэж бүхэл утгаар бүртгэнэ.

3. Салхины чиглэл ба чиглэлээс хамаарсан салхины нягтралын давтамж

Салхины чиглэлийн давтамж ба салхины энергийн нягтын тархалтын чиглэлийг 16 секторт хувааж тооцсон. Энэ үзүүлэлтээр салхин дэлбээг зурж үзүүлсэн. Жилийн салхины эрчим хүчний нийт нягтрал нь сектор тус бүрт харгалзах салхины энергийн нягтралын хувь юм. Салхины зонхилох чиглэлд харгалзах салхины хурд хэрвээ бага утгатай байвал салхины эрчим хүчний энергийн нягтрал бага байх тул энэ үзүүлэлтийг зонхилох чиглэлээр авч салхин цахилгаан станцыг төлөвлөж болохгүй.

4. Салхины босоо шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент

Энэ нь газрын гадаргуугаас дээшхи хэмжилтийн цэгийн өндөр ба салхины хурд хоорондын хамаарлыг илрхийлэх математик илэрхийллэл юм. Энэ нь газрын гадаргуугаас дээшхи хэмжилтийн цэгийн өндөр ба салхины хурд хоорондын хамаарлыг илрхийлэх математик илэрхийллэл юм. Өндрийн өөр өөр цэгт хэмжсэн салхины хэмжилт байхгүй эсвэл дугуу байгаа тохиолдолд шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициентийг ойролцоогоор $1/7$ буюу 0,143 гэж тооцоонд ашиглана.

Хэмжилтийн цэгт тодорхой нэг өндөрт суурилуулсан хэмжүүрээс цуглуулсан анхдагч өгөгдлийг ашиглан салхины шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициентийн дагуу хүссэн өндөр дэхь салхины хэмжилтийн утга руу шилжүүлж болно. Салхин цахилгаан үүсгүүрийн үйлдвэрлэх эрчим хүчийг тооцохдоо салхины дээрх параметруудийг салхин цахилгаан үүсгүүрийн булын өндөрт шилжүүлэн тооцох шаардлагатай.

5. Салхины хуйлралтын эрчим

Салхины эрчим хүчний нөөцийг үнэлгээг хийхэд шаардлагатай чухал үзүүлэлтийн нэг нь хуйлралтын эрчим бөгөөд энэ үзүүлэлт нь хэвтээ салхины хурдны стандарт хазайлтаар илэрхийлэгдэнэ.

6. Цагт харгалзах салхины хуйлралтын эрчим

Цагт харгалзах салхины хурдны хуйлралтын эрчмийг тооцохдоо 10 минут тутамд харгалзах хамгийн их хуйлралтын утгыг авна.

7. Хэвийн тогтворгүй нөхцөлд харгалзах салхины хуйлралтын стандарт хазайлт

Салхины горим ердийн хуйлралттай нөхцөлд хуйлралтын стандарт хазайлтын төлөөллийн утгыг тооцохдоо салхин цахилгаан үүсгүүрийн булын өндөрт харгалзах салхины хурдны 90%-ийн үзүүлэлттэй байхаар тооцно. Салхин цахилгаан үүсгүүрт нөлөөлөх нэмэлт механик ачааллыг тооцох бол салхины хэмжилт тус бүрийн хэвийн тархалтыг тооцох замаар тэдгээрийн үзүүлэлтийг дээрх стандарт ангилал руу ойртуулж болно. Хуйлралтын стандарт хазайлтыг дараах илэрхийллээр тооцно.

$$E\langle\sigma_1 | V_{hub}\rangle = I_{ref} (0.75V_{hub} + c); c = 3.8m / s$$
$$Var\langle\sigma_1 | V_{hub}\rangle = (I_{ref} (1.4m / s))^2$$

Дараах хүснэгтээр хуйлралтын стандарт хазайлт (I_{ref})-ын стандарт утгыг үзүүлэв.

Хүснэгт 2.4. Салхин цахилгаан үүсгүүрийн ангилалын ерөнхий үзүүлэлт

Салхин цахилгаан үүсгүүрийн ангилал	A	B	C
I_{ref} (-)	0.16	0.14	0.12

Дээрх үзүүлэлтүүд нь салхин цахилгаан үүсгүүрийн булын өндөрт харгалзах утга юм.

A- салхины хуйлралтын эрчим өндөр,

B- салхины хуйлралтын эрчим дунд зэрэг,

C- салхины хуйлралтын эрчим бага,

I_{ref} - 15м/с салхины хурданд харгалзах хуйлралтын эрчмийн зөвшөөрөгдсөн утга.

8. Салхины хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондын хамаарал

Салхины хэмжих цэгүүдийн хоорондын хамаарлыг корреляцийн коэффициентээр илэрхийлж болно.

ГУРАВДУГААР БҮЛЭГ: ИХ ЧАДЛЫН САЛХИН ЦАХИЛГААН СТАНЦ БАРИХ БОЛОМЖТОЙ ГАЗРЫГ ТОДОРХОЙЛЖ, ЗУРАГЛАЛ ХИЙХ СУДАЛГАА

3.1 Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ
Салхины эрчим хүчний нягтрал- Салхин турбины далбангийн эргэлтийн талбайн нэгж хэсэгт харгалзах салхины эрчим хүчний нягтралыг D_{WP} үсгээр тэмдэглэх бөгөөд дараах илэрхийллээр тооцно.

$$D_{WP} = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n (\rho)(v_i^3) \quad (3.1)$$

Энд,

- D_{WP} - салхины эрчим хүчний дундаж нягтрал, Вт/м²;
- n - дундаж хугацаанд харгалзах хэмжилтийн тоо;
- ρ - агаарын урсгалын нягт, кг/м³;
- V_i^3 - хэмжилтийн i -дугаар салхины хурдны куб, м/с;

Энэ тэгшитгэлээр олон жилийн хэмжилтийн дундаж утгыг ашиглахаас гадна сар, жилийн салхины хурдны хэмжилтийг ($n > 1$) ашиглан салхины эрчим хүчний нягтралыг тооцож болно. Салхины эрчим хүчний нягтралыг тооцохын тулд тухайн бүс нутгийн агаарын урсгалын нягтыг тооцоолох шаардлагатай. Агаарын нягт нь температур болон агаарын даралт, далайн түвшнээс дээшхи өндөр зэргээс хамаарна.

Тухайн нутгийн агаарын даралт мэдэгдэж байвал дараах томъёогоор агаарын урсгалын нягтыг олно.

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (3.2)$$

Энд,

- ρ - агаарын урсгалын нягт, кг/м³;
- P - агаарын даралт, Па;
- R - хийн тогтмол, (287 Дж/кг • °К);
- T - агаарын хэм, °К (°С+273),

Тухайн бүс нутгийн агаарын даралтыг мэдэх боломжгүй тохиолдолд хэмжилтийн цэг байрлах газрын өндөршил болон агаарын температураас хамаарсан дараах илэрхийллийг ашиглана.

$$\rho = \left(\frac{P_0}{RT} \right) \exp\left(\frac{-g \cdot z}{RT} \right) \quad (3.3)$$

Энд,

- ρ - агаарын урсгалын нягт, кг/м³;
- P_0 - далайн түвшин дэх стандарт агаарын даралт (101.325 Па),
- R - хийн тогтмол, (287 Дж/кг • °К);
- T - агаарын хэм, °К (°С+273),
- g - дэлхийн татах хүчний хурдатгал (9.8 м/с²);
- z - далайн түвшнээс дээшхи өндөршил, м

Салхины эрчим хүчний энергийн нягтрал- Салхины эрчим хүчний энергийн нягтралыг дараах илэрхийллээр тооцно:

$$D_{WE} = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m (\rho) (v_j^3) t_j \quad (3.4)$$

Энд,

- D_{WE} - салхины эрчим хүчний энергийн нягтрал, (Вт • ц)/м²;
- m - салхины хурдны хэмжилтийн нийт утга;
- ρ - агаарын урсгалын нягт, кг/м³;
- V_j^3 - j -дугаар хэмжилтийн салхины хурдны куб, м/с;
- t_j - хэмжилтийн j -дугаар салхины хурдны утгыг илтгэх хугацаа;

Салхины босоо шилжлэгийг хүчний хуулиар тооцох томъёо ба шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент- Салхины босоо шилжлэгийг хүчний хуулиар дараах томъёогоор тооцно.

$$v_2 = v_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad (3.5)$$

Энд,

- α - шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент;
- v_2 - z_2 өндөрт харгалзах салхины хурд, м/с;
- v_1 - z_1 өндөрт харгалзах салхины хурд, м/с.

Салхины босоо шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент(α)-ийг дараах тэгшитгэлээр олно:

$$\alpha = \frac{\log(v_2 / v_1)}{\log(z_2 / z_1)} \quad (3.6)$$

Салхины хуйлралтын эрчим - 10 минутын хугацаанд харгалзах салхины хуйлралтын эрчмийг дараах илэрхийллээр тооцно. Салхины хурдны стандарт хазайлтыг салхины дундаж хурдтай харьцуулсан харьцааг салхины хуйлралтын эрчим гэнэ. Тодорхой хугацаанд харгалзах хэмжилтийн ижил өгөгдлийг тооцоонд ашиглана.

$$I_T = \frac{\sigma}{V} \quad (3.7)$$

Энд,

- I_T - салхины хуйлралтын эрчим;
- σ - 10 минутын хугацаанд харгалзах стандарт хазайлт, м/с;
- V - 10 минутын хугацаанд харгалзах салхины дундаж хурд, м/с.

Салхин төхөөрөмжийн булын өндөр дэх тогтмол хуйлралттай салхины горимд харгалзах салхины хурдны стандарт хазайлтын төлөөлөх утгыг тооцохдоо дараах илэрхийллийг ашиглана.

$$\sigma_1 = I_{ref} (0.75V_{hub} + b); b = 5.6m / s \quad (3.8)$$

Энд,

- σ_1 - хуйлралтын стандарт хазайлтын төлөөллийн утга;
- V_{hub} - салхины төхөөрөмжийн булын өндөр дэхь салхины хурд.

Хэмжилтийн цэгүүд хоорондын харилцан хамаарал

Хэмжилтийн цэгүүдэд хэмжсэн салхины үзүүлэлтийн хоорондын хамаарлыг тогтоох корреляцийн коэффициентийг дараах томъёогоор тооцоолж болно.

$$R(V_{S_1}, V_{S_2}) = \frac{Cov(V_{S_1}, V_{S_2})}{\sqrt{Var[V_{S_1}]Var[V_{S_2}]}} \quad (3.9)$$

Энд,

- $R(V_{S_1}, V_{S_2})$ - S_1 ба S_2 хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондох салхины хурдны цуваа корреляцийн коэффициент;
- $Cov(V_{S_1}, V_{S_2})$ - S_1 ба S_2 хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондох салхины хурдны цуваа коварианс;
- $Var[V_{S_1}]$ - S_1 хэмжилтийн цэгийн салхины хурдны хэлбэлзэл;
- $Var[V_{S_2}]$ - S_2 хэмжилтийн цэгийн салхины хурдны хэлбэлзэл.

3.2 Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний график, салхины горим тодорхойлох

Энэ бүлэгт салхины хэмжилтийн боловсруулсан өгөгдлийг ашиглан салхины төлөв, горимын үнэлгээг хэрхэн хийх, график хэлбэрээр боловсруулах аргачлалыг авч үзнэ. Ихэвчлэн жилийн салхины төлөв байдал болон сарын салхины төлөв байдлыг графикаар дүрслэн, салхины нөхцлийг үнэлнэ.

Жилийн салхины төлөв, горим

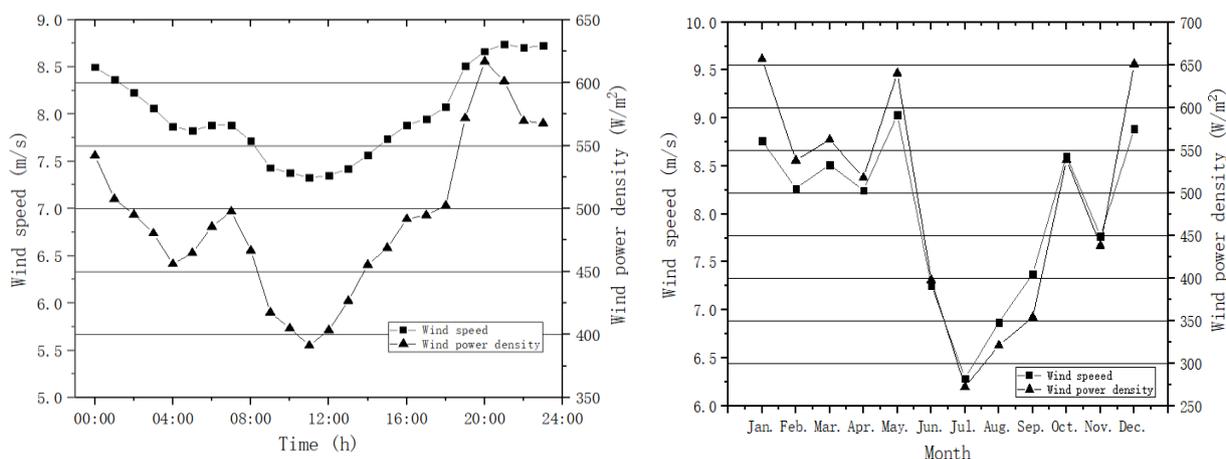
- Салхины хурд ба салхины хүчний нягтралын жилийн өдрийн хэлбэлзлийн муруйг байгуулах;
- Салхины хурд ба салхины хүчний нягтралын жилийн хэлбэлзлийн муруйг байгуулах ;
- Салхины хурд ба салхины энергийн жилийн давтамжийн тархалтын гистограм байгуулах;
- Жилийн салхины чиглэл болон салхин дэлбээг байгуулах;

- е) Салхины чиглэл ба салхины хурдны жилийн давтамжийн хамаарлыг байгуулна.

Сарын салхины төлөв, горим

- а) Сар тус бүрийн салхины хүчний нягтрал болон салхины хурдны өдрийн вариацийн муруй байгуулах;
 б) Сар тус бүрийн салхины чиглэл ба салхин дэлбээг байгуулах;
 в) Сар тус бүрээр дундаж салхины хурд ба салхины чиглэлийн хамаарлыг байгуулна.

Салхины хэмжилтийн өгөгдлийг боловсруулж, тухайн газрын жилийн салхины нөөцийн үзүүлэлтийг дараах зурагт харуулав.

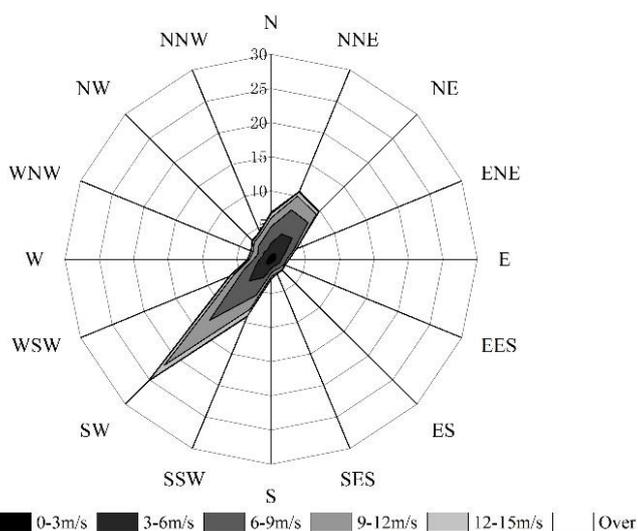


Зураг 3.1. Салхины хурд ба салхины хүчний нягтралын жилийн горим

Хүснэгт 3.1. Салхины чиглэлээр харуулсан салхины хурдны жилийн давтамж

Хэмжилтийн хугацаа		Салхины хурд (м/с)						Нийт
		0-3	3-6	6-9	9-12	12-15	Дээш	
Салхины чиглэл (°)	N	0.66%	1.70%	2.41%	1.28%	0.61%	0.23%	6.89%
	NNE	0.85%	3.14%	3.80%	2.21%	0.65%	0.12%	10.78%
	NE	1.01%	3.34%	3.23%	1.69%	0.49%	0.10%	9.86%
	ENE	0.77%	1.40%	1.41%	0.41%	0.05%	0.00%	4.04%
	E	0.64%	0.87%	0.79%	0.33%	0.01%	0.00%	2.63%
	EES	0.58%	0.79%	0.68%	0.16%	0.03%	0.00%	2.24%
	ES	0.52%	0.62%	0.68%	0.38%	0.08%	0.01%	2.29%

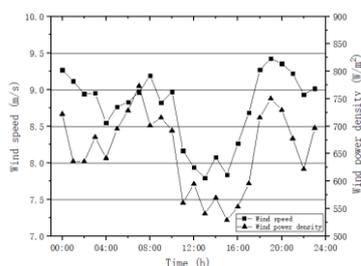
	SES	0.44%	0.70%	0.54%	0.48%	0.16%	0.01%	2.33%
	S	0.57%	0.81%	0.63%	0.53%	0.34%	0.08%	2.96%
	SSW	0.80%	2.09%	2.80%	2.20%	1.04%	0.20%	9.13%
	SW	0.94%	3.56%	8.18%	9.28%	3.17%	0.18%	25.30%
	WSW	0.65%	1.74%	2.05%	1.41%	0.62%	0.17%	6.63%
	W	0.51%	1.18%	0.84%	0.61%	0.25%	0.09%	3.47%
	WNW	0.40%	0.89%	0.78%	0.76%	0.31%	0.06%	3.20%
	NW	0.49%	0.98%	1.20%	0.81%	0.27%	0.13%	3.88%
	NNW	0.38%	1.08%	1.68%	0.82%	0.31%	0.10%	4.37%
	Нийт	10.21%	24.86%	31.71%	23.35%	8.39%	1.47%	100.00%



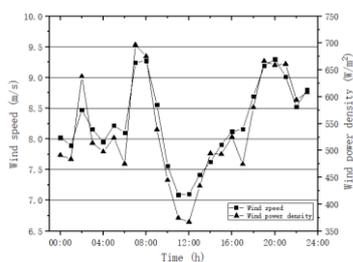
Зураг 3.2. Салхины чиглэлээр харуулсан салхины хурдны жилийн давтамж

Сарын салхины горим

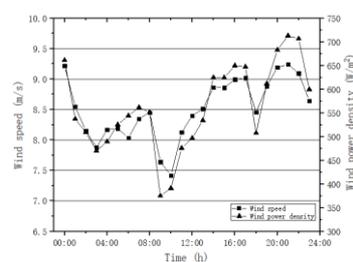
Салхины хурд, салхины хүчний нягтарал болон салхины чиглэлийн сарын хэлбэлзлийг доор харуулав.



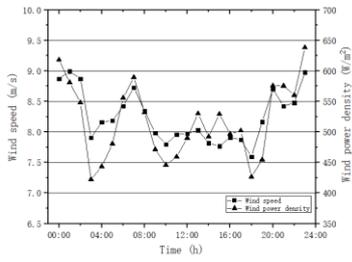
а) Нэгдүгээр сар.



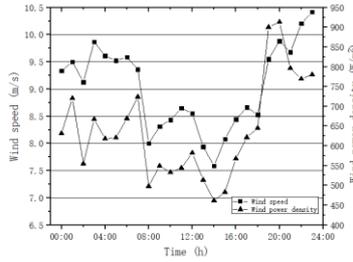
б) Хоёрдугаар сар.



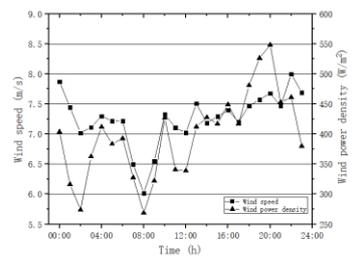
в) Гуравдугаар сар.



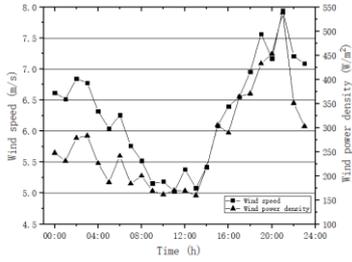
d) Дөрөвдүгээр сар.



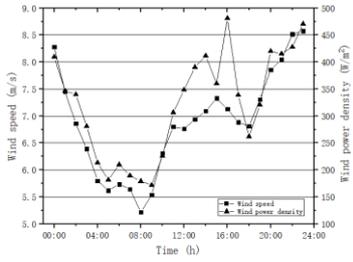
e) Тавдугаар сар.



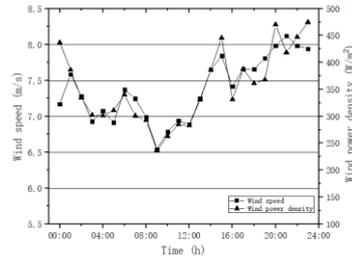
f) Зургаадугаар сар.



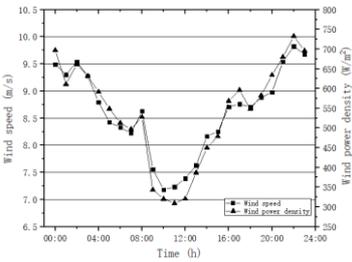
g) Долоодугаар сар.



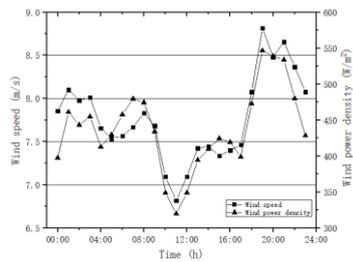
h) Найм дугаар сар.



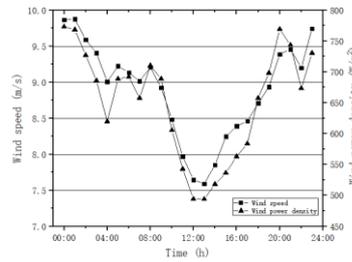
i) Ес дүгээр сар.



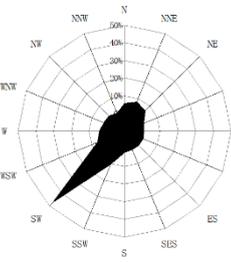
j) Аравдугаар сар.



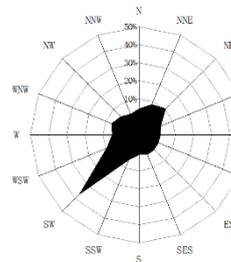
k) Арван нэгдүгээр сар.



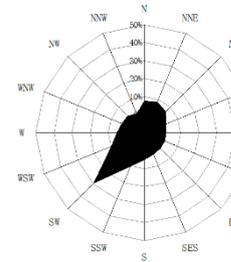
l) Арван хоёрдугаар сар.



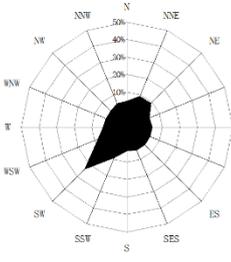
a) 1-р сар.



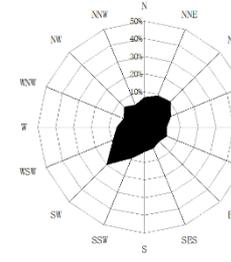
b) 2-р сар.



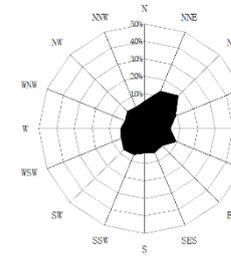
c) 3-р сар.



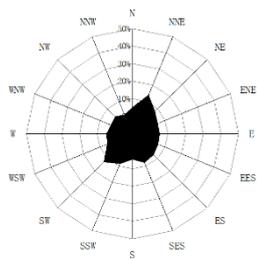
d) 4-р сар.



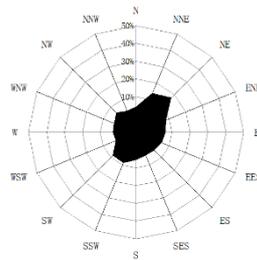
e) 5-р сар.



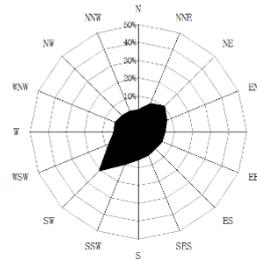
f) 6-р сар.



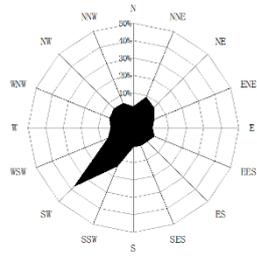
g) 7-р сар.



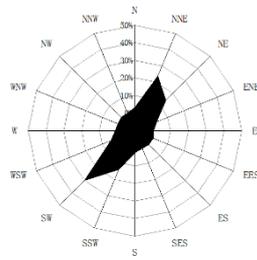
h) 8-р сар.



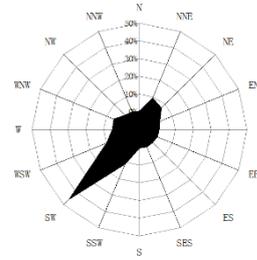
i) 9-р сар.



j) 10-р сар.

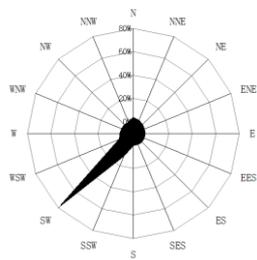


k) 11-р сар.

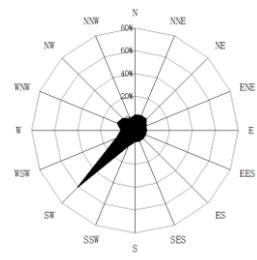


l) 12-р сар.

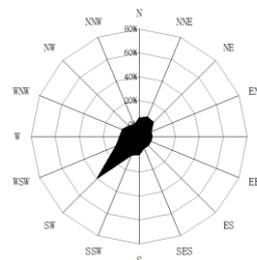
Зураг 3.3. Сарын тус бүрийн салхины хурд ба салхины чиглэлийн хоногийн хэлбэлзлийн горим



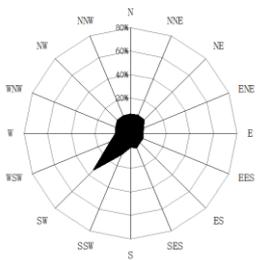
a) 1-р сар.



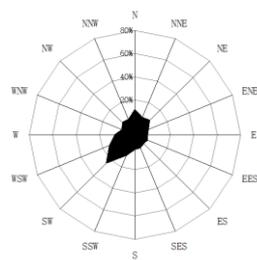
b) 2-р сар.



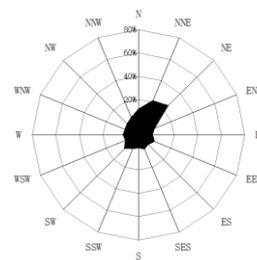
c) 3-р сар.



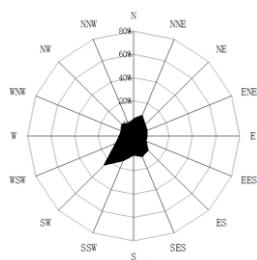
d) 4-р сар.



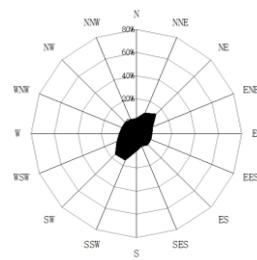
e) 5-р сар.



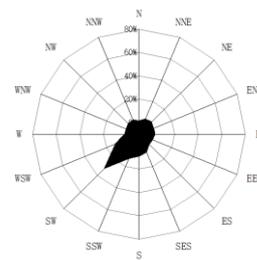
f) 6-р сар.



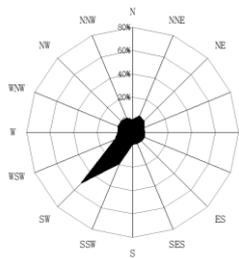
g) 7-р сар.



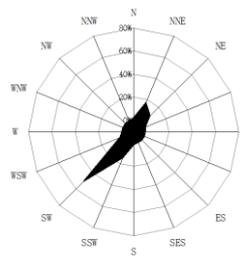
h) 8-р сар.



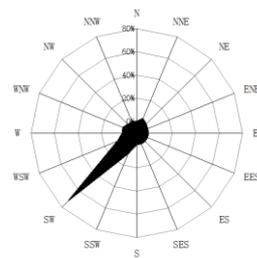
i) 9-р сар.



ж) 10-р сар.



к) 11-р сар.

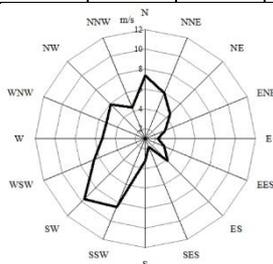


л) 12-р сар.

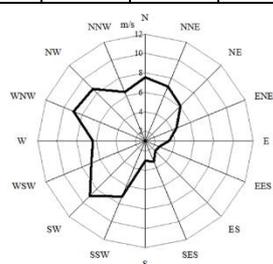
Зураг 3.4. Сар тус бүрт харгалзах салхины эрчим хүчний салхин дэлбээ

Хүснэгт 3.2. Салхины чиглэлээр харуулсан салхины хурдны жилийн давтамж

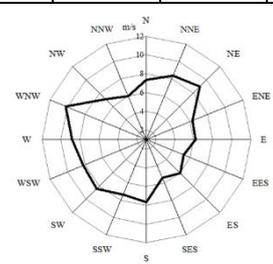
Салхины чиглэл (°)	Салхины дундаж хурд (м/с)											
	1сар	2сар	3сар	4сар	5сар	6сар	7сар	8сар	9сар	10сар	11сар	12сар
N	7.36	7.54	7.36	8.31	9.98	8.48	6.03	6.08	6.52	6.47	6.54	4.31
NNE	5.97	7.06	8.36	7.60	8.43	8.42	6.02	6.26	5.67	7.12	7.66	6.93
NE	4.52	6.10	8.97	7.32	7.89	8.47	4.87	6.63	5.75	7.05	6.68	4.75
ENE	3.16	4.44	6.26	5.80	6.69	6.27	4.55	6.20	6.07	5.50	4.86	2.96
E	2.27	3.43	6.19	4.62	6.73	5.59	4.95	6.05	6.65	3.56	2.16	2.04
EES	3.06	2.53	5.26	5.00	4.74	5.70	4.64	6.12	5.73	6.63	2.02	1.44
ES	4.15	2.46	6.05	6.22	6.61	5.60	7.65	6.08	6.09	5.84	3.31	1.24
SES	1.90	3.30	5.41	8.08	6.51	5.35	7.64	5.49	8.55	4.01	3.81	0.58
S	3.22	3.04	7.67	6.73	8.26	4.61	7.63	7.65	8.59	4.91	5.89	2.41
SSW	8.46	7.18	7.35	8.44	8.79	5.60	7.70	8.06	7.74	8.61	7.61	7.27
SW	9.60	9.00	8.41	8.78	8.87	6.06	7.40	7.60	7.87	8.65	8.15	9.28
WSW	6.52	6.96	8.20	7.89	9.50	5.80	5.95	8.81	7.57	7.59	6.27	7.41
W	5.30	6.35	8.83	7.03	9.21	6.07	4.44	8.35	5.52	6.52	4.44	6.89
WNW	5.19	8.92	10.2	8.02	7.70	8.02	4.28	6.95	5.74	7.44	2.85	7.92
NW	5.88	8.56	7.08	10.2	8.32	7.47	5.60	6.20	6.47	7.28	4.01	7.53
NNW	4.39	6.46	6.01	8.79	9.33	8.07	6.09	6.80	7.24	7.70	4.53	6.17



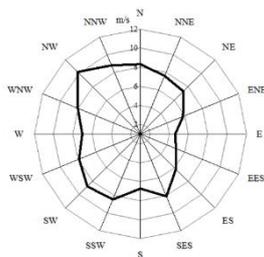
а) 1-р сар.



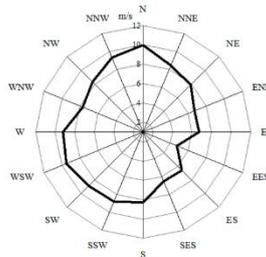
б) 2-р сар.



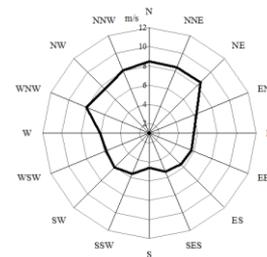
в) 3-р сар.



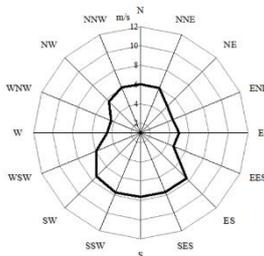
d) 4-р сар.



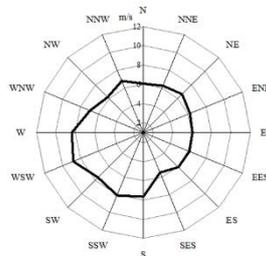
e) 5-р сар.



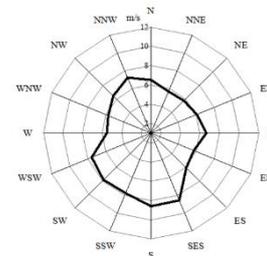
f) 6-р сар.



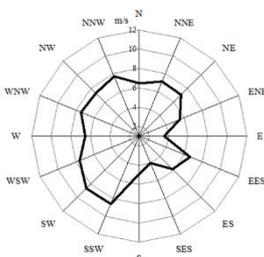
g) 7-р сар.



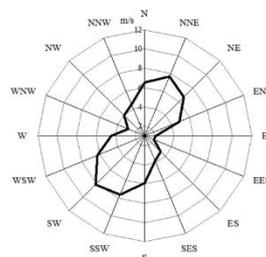
h) 8-р сар.



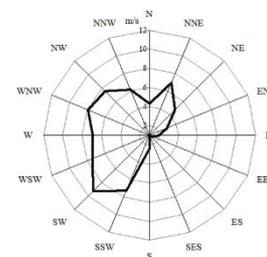
i) 9-р сар.



j) 10-р сар.



k) 11-р сар.

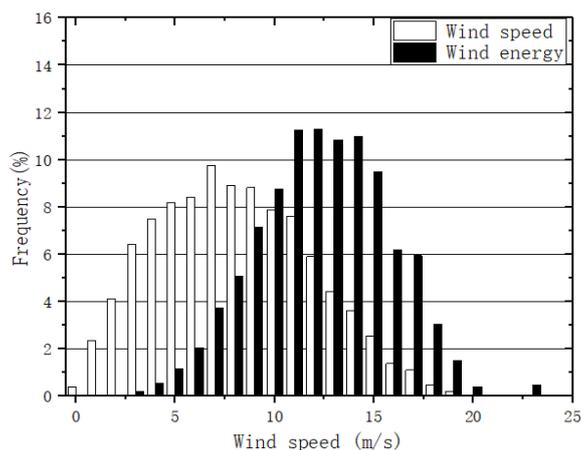


l) 12-р сар.

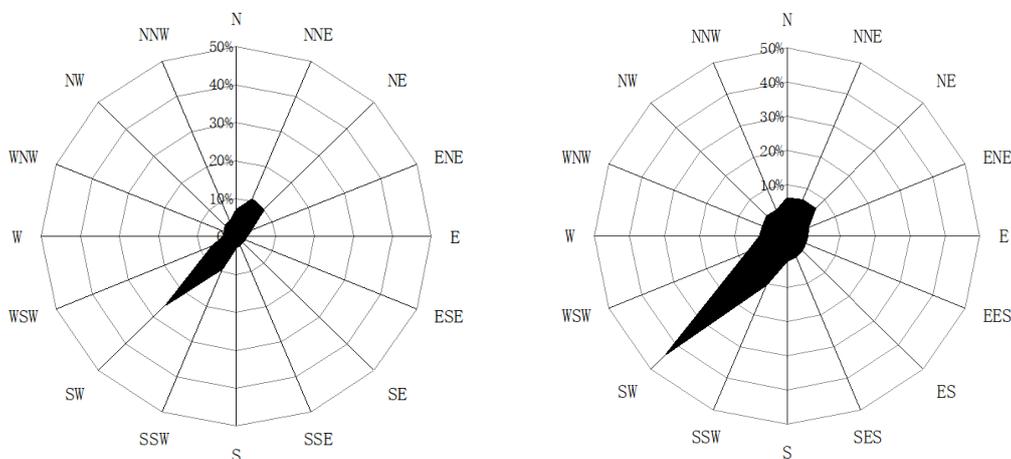
Урт хугацааны ажиглалтын станцаас авсан салхины хэмжилтээр боловсруулсан салхины төлөв

- a) Хэмжилтийн цэгийн салхины хэмжилттэй ижил хугацаанд харгалзах өгөгдийг ашиглан салхины хурдны жилийн өөрчлөлтийн гистограмыг байгуулах;
- b) 20-30 жилийн хугацаанд хэмжсэн салхины хурдны өөрчлөлтийн гистограмыг байгуулна.

Салхины нөхцлийг илэрхийлэх дээрх графикуудыг байгуулахдаа салхины хурдны хэлбэлзэл, салхины чиглэл, тухайн газар нутгийн нөхцөл, цахилгаан ачааллын график зэргийг харьцуулан судласны үндсэн дээр байгуулах хэрэгтэй. Салхин цахилгаан станцын эрчим хүчний үйлдвэрлэл болон ачааллын өөрчлөлтийн хамаарамжийг харицуулан салхин цахилгаан станцын төлөвлөлтийг хийх нь зүйтэй.



Зураг 3.5. Салхины хурд, салхины эрчим хүчний жилийн давтамжийн тархалт



Зураг 3.6. Салхины зонхилох чиглэл, салхин дэлбээ

Салхины хүчний нягтрал

Салхины хүчний нягтрал нь салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний гол шалгуур үзүүлэлт юм. Салхины хүчний нягтрал нь салхины хурдны тархалтын нөлөө, агаарын урсгалын нягт, салхины хурднаас хамаардаг. Дараах хүснэгтээр салхины хүчний нягтралыг ангилах шалгуур үзүүлэлтийг харуулав.

Жилийн дундаж салхины хурдны стандарт нөхцлийн шалгуур үзүүлэлт болон бодит салхин цахилгаан станцын үзүүлэлтүүд хоорондоо зөрүүтэй байхыг анхаарч үзэх хэрэгтэй.

Салхины чиглэлийн давтамж, чиглэлээс хамаарсан салхины энергийн нягтрал

Салхин цахилгаан станцын төлөвлөлт нь салхины энергийн нягтралын хуваарилалт болон тухайн газар нутгийн барзгаршилтийн нөлөөллөөс шууд хамаарна. Салхин

дэлбээг ашиглан тухайн бүс нутгийн зонхилох салхины чиглэл рүү харуулан салхин цахилгаан үүсгүүрийг суурилуулна. Зонхилох салхины чиглэл уулын хормойд перпендикуляр байвал хамгийн сайн нөхцөл болно.

Салхины хурдны өдрийн ба жилийн өөрчлөлт

Жилийн (эсвэл сар бүрийн) салхины хурдны (эсвэл салхины хүчний нягтрал) өдрийн хэлбэлзлийн муруйг эрчим хүчний системийн өдрийн ачааллын муруйтай харьцуулна. Мөн салхины хурдны жилийн хэлбэлзлийн муруйг (эсвэл салхины хүчний нягтрал) эрчим хүчний системийн жилийн ачааллын муруйтай харьцуулна. Дээрх үзүүлэлтүүдийг харьцуулж хамгийн нийцтэй нөхцлийг сонгон авна.

Салхины хуйлралтын эрчим

Салхины хуйлралтын эрчим (I_T) нь хуйлралтыг илэрхийлэх үзүүлэлт бөгөөд $I_T < 0,1$ бол бага, $0,1 < I_T < 0,25$ бол дунд зэрэг, $I_T > 0,25$ бол хуйлралтын эрчим ихтэй гэж үзнэ. Тайлбар: Салхин цахилгаан станцын хувьд салхины хуйлралтын эрчим нь зайлшгүй тооцох чухал үзүүлэлтийн нэг юм. Учир нь салхины хуйлралтын эрчим нь салхин цахилгаан станцын эрчим хүчний үйлдвэрлэлийг бууруулахаас гадна салхин цахилгаан үүсгүүрт механик ачаалал үүсгэж эвдрэл гэмтэл гарах гол шалтгаан болно. Хэвийн хуйлралттай нөхцөлд, хуйлралтын стандарт хазайлтын төлөөллийн утгыг, салхин цахилгаан үүсгүүрийн булын өндөр дэх салхины хуйлралтын эрчмээр тооцож болно.

Хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондын хамаарал

Хэмжилтийн цэгүүдэд хэмжсэн салхины хурдны цуваа хамаарлын коэффициентийг тогтоох нь өөр өөр газар нутаг дахь салхины хурдны цагийн шилжилтийг судлахад чухал ач холбогдолтой. Салхины хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондын хамаарлын коэффициент 0,8-аас их байх шаардлагатай.

Бусад цаг уурын хүчин зүйлс

Салхин цахилгаан станцыг суурилуулахдаа цаг уурын онцгой нөхцөл байдлыг судлан, тусгай шаардлагын дагуу тооцно. Энэ нь салхин цахилгаан станцын суурилуулалтын өртгийг нэмэгдүүлж, үйл ажиллагааг илүү нарийн болгодог. Цаг уурын онцгой нөхцөлд салхины хамгийн их хурд 40 м/с, салхины дээд хурд 60 м/с хүрэх, агаарын хэм -20°C -ээс доош буух, цас, мөс, аянга цахилгаан, агаар мандлын эрдэсжилт, элсэн шуурга гэх мэт үзэгдэл юм.

3.3 Их чадлын салхин цахилгаан станц барих боломжтой газрын судалгаа

MNS 6940 : 2021 – “Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал” стандартын дагуу салхин цахилгаан станц барих газрын салхины нөөцийн хэмжилтийн утгыг цуглуулж, боловсруулан салхины эрчим хүчний нягтрал, салхины дундаж хурд, хэмжилт хийсэн өндөр зэргээс хамааруулан салхин цахилгаан станцыг эрчим хүчний нэгдсэн сүлжээнд холбон зэрэгцээ ажиллуулах боломжтой эсэхийг тодорхойлсон.

Салхины хүчний нягтрал - Салхины чиглэлд босоо буюу перпендикуляр байрласан нэгж талбайд ирэх салхины хүчийг салхины хүчний нягтрал гэж ойлгоно.

Салхины эрчим хүчний нягтрал - Салхины чиглэлд босоо буюу перпендикуляр байрласан нэгж талбайд, тодорхой хугацааны туршид ирэх салхины хүчний үзүүлэлтийг хэлнэ.

Салхины дундаж хурд - Тодорхой хугацааны турш хэмжсэн агшин зуурын салхины хурдны дундаж утга юм. Хэдэн секундээс хэдэн жилийн хугацаанд хэмжсэн салхины хурдны өгөгдлийг боловсруулж дундаж утгыг тооцоолно.

Салхины хамгийн их хурд - 10 минутын хугацаан дахь салхины дундаж хурдны хамгийн их утга юм.

Салхины дээд хурд - Агшин зуурын салхины хурдны хамгийн их утга юм.

Салхины хурдны тархалт - Урт хугацааны туршид салхины хурдны тархалтыг тодорхойлохын тулд магадлалын тархалт функцыг ашиглана.

Хэмжилтийн утгийг стандартын дагуу боловсруулан дараах хүснэгтийн дагуу лавлагааны утгатай харьцуулан их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах боломжтой газрын зураглалыг хийсэн. Хэмжилтийн утга 10 метрийн өндөрт, салхины хүяний нягтрал 250 Вт/м^2 -аас дээш, салхины дундаж хурд 6.4 м/с -ээс дээш, 30 метрийн өндөрт салхины хүчний нягтрал 400 Вт/м^2 -аас дээш, салхины дундаж хурд 7.4 м/с -ээс дээш, 50 метрийн өндөрт салхины хүчний нягтрал 500 Вт/м^2 -аас дээш, салхины дундаж хурд 8.0 м/с -ээс дээш, 70 метрийн өндөрт салхины хүчний нягтрал 580 Вт/м^2 -аас дээш, салхины дундаж хурд 8.4 м/с -ээс дээш, 80 метрийн өндөрт салхины хүчний нягтрал 620 Вт/м^2 -аас дээш, салхины дундаж хурд 8.6 м/с -ээс дээш газар нутагт эрчим хүчний нэгдсэн сүлжээнд холбогдсон экспортын зориулалттай их чадлын салхин цахилгаан станцыг суурилуулах боломжтой болохыг стандартын дагуу тодорхойлсон.

Хүснэгт 3.3. Их чадлын салхин цахилгаан станц барих боломжтой газрыг тодорхойлох станартын лавлагааны утга

	10 м		30 м		50 м		70 м		80 м		Салхин цахилгаан станцыг эрчим хүчний нэгдсэн сүлжээнд холбох боломжтой эсэх
	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	
1	<100	4.4	<160	5.1	<200	5.6	<230	5.8	<240	5.9	
2	100 – 150	5.1	160 – 240	5.9	200 – 300	6.4	230-350	6.7	240-380	6.9	
3	150 – 200	5.6	240 – 320	6.5	300 – 400	7.0	350-480	7.4	380-500	7.5	Боломжтой
4	200 – 250	6.0	320 – 400	7.0	400 – 500	7.5	480-580	7.9	500-620	8.1	Сайн
5	250 – 300	6.4	400 – 480	7.4	500 – 600	8.0	580-700	8.4	620-750	8.6	Маш сайн
6	300 – 400	7.0	480 – 640	8.2	600 – 800	8.8	700-920	9.2	750-1000	9.4	Маш сайн
7	400 – 1000	9.4	640 – 1600	11.0	800 – 2000	11.9	920-2200	12.4	1000-2400	12.7	Маш сайн

Тайлбар:

- 1 Салхины шилжлэгийн илтгэгч 1/7 үед өөр өөр өндөр дэх жилийн салхины дундаж хурдны шалгуур үзүүлэлтийг тооцсон.
- 2 Салхины хүчний нягтралын дээд хязгаарт харгалзах жилийн дундаж салхины хурдны жишиг утгыг далайн түвшний стандарт агаарын даралт ба Релейн тархалтын функцээр тооцоолов.

3.4 Манай орны өмнөд говийн бүсэд сүлжээнд холбогдох их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах газрын судалгаа

Өмнөговь аймаг нь 165,0 мянган хавтгай дөрвөлжин километр нутаг дэвсгэртэй, 15 сум, 59 багтай. Аймгийн төв Даланзадгад хот юм.

Өмнөговь аймаг 2020 оны эцэст урьдчилсан байдлаар 71493 хүн амтай болж 2019 оны эцсийн хүн амын мэдээнээс 2.3 хувиар буюу 1591 хүнээр өссөн. Нийт хүн амын 50.2 хувь буюу 35885 эрэгтэйчүүд, 49.8 хувь буюу 35608 эмэгтэйчүүд эзлэж байна. Насны бүтцээр ангилвал 32.8 хувийг 0-14 насны хүүхэд, 52.8 хувийг 15-59 насны, 14.4 хувийг 60-с дээш насны хүн ам эзэлж байна. Өрхийн тоо урьдчилсан байдлаар 21989 болж өмнөх оноос 892 өрхөөр буюу 4.1 хувиар өссөн дүнтэй байна.

Өмнөговь аймаг нь Монгол улсын хамгийн өмнөд хэсэгт оршдог бөгөөд урд талаараа БНХАУ-тай, баруун талаараа Баянхонгор, баруун хойд хэсгээр Өвөрхангай, хойд талаараа Дундговь, зүүн талаараа Дорноговь аймгуудтай тус тус хиллэн оршино. Аймгийн төв Даланзадгад хот нь Улаанбаатар хотоос 560 км зайтай. Монгол улсын хэмжээнд хамгийн том 165,0 мянган км² нутаг дэвсгэртэй ба хүн амын суурьшил сийрэг 3,4 квадрат километр нутагт 1 хүн, 13,2 квадрат километр нутагт 1 өрх ноогдон хүн ам суурьшиж байна.



Зураг 3.7. Өмнөговь аймгийн газрын зураг

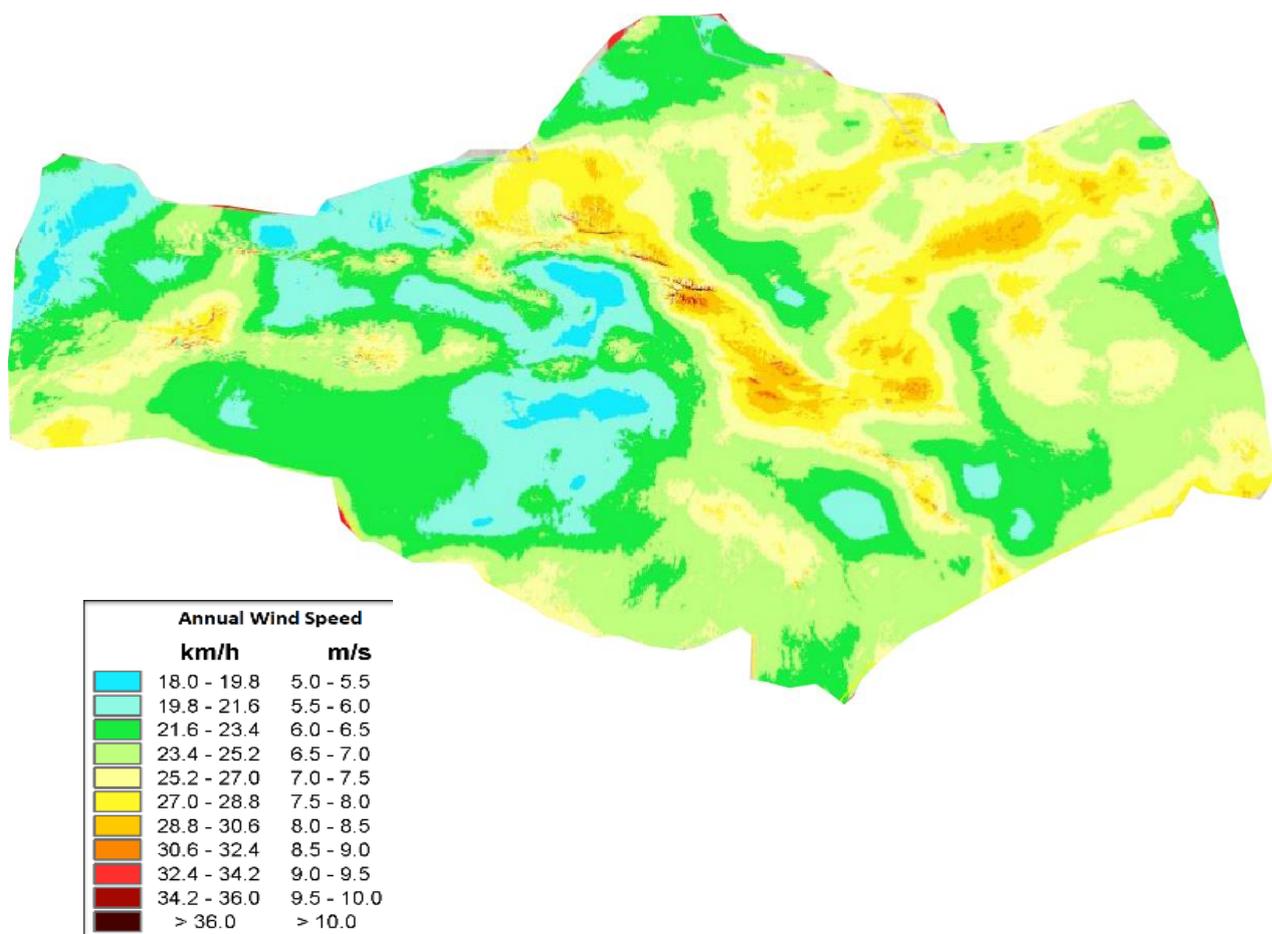
Байгаль цаг уурын хувьд эрс тэс эх газрын уур амьсгалтай, өвөлдөө -20-30 градус хүртэл хүйтэрдэг, дулааны улиралд халуун нь 30-38 градус, салхины хурд 5-15 м/сек, заримдаа 34-45 м/сек хүрдэг. Монгол орны салхины нөөц хамгийн ихтэй бүс нутаг юм.

Өмнөговь аймаг ашигт малтмалын 80 гаруй орд, 200 гаруй илрэлтэйгээс Тавантолгой, Оюу толгой, Нарийнсухайт стратегийн ач холбогдолтой 3 томоохон орд газарт тогтоогдож нийт нутаг дэвсгэрийн хэмжээнд Оюутолгой, Тавантолгой, Эрдэнэс таван толгой, Энержи ресурс, Мөнх ноён суварга, Дун юань, Олон овоот гоулд, Зөв зүг, МАК, Чинхуа-Мак-Нарийн сухайт, Саус гоби сэндс, Өсөх зоос, Терра энержи, Жавхлант орд зэрэг 14 компаниуд ашигт малтмалын олборлолтын үйл ажиллагаа явуулж байна. Уул уурхайн эдгээр томоохон орд газар нь өмнөд говийн бүсийн эрчим хүчний нийт хэрэглээний инэнх хувийг хэрэглэдэг. Уул уурхайн эрчим хүчний хэрэглээг хангахын тул БНХАУ-аас эрчим хүч импортлож байна.

Хүснэгт 3.4. Өмнөговь аймгийн сумдууд тэдгээрийн нутаг дэвсгэрийн хэмжээ

№	Сумын нэр	Сумын төвийн хүн амын тоо	Нутаг дэвсгэр (км ²)	Нягтшил (хүн / км ²)
1.	Баяндалай	651	15,751	0.22
2.	Баян-Овоо	544	15,474	0.15
3.	Булган	929	8,498	0.32
4.	Гурвантэс	1,842	27,967	0.14
5.	Даланзадгад	30,880	476	37.70
6.	Мандал-Овоо	603	7,433	0.30
7.	Манлай	608	15,418	0.20
8.	Ноён	401	20,550	0.12
9.	Номгон	787	19,468	0.15
10.	Сэврэй	709	8,095	0.27
11.	Ханбогд	1,361	15,151	0.21
12.	Ханхонгор	616	9,931	0.24
13.	Хүрмэн	495	12,393	0.14
14.	Цогт-Овоо	619	6,526	0.26
15.	Цогтцэций	1,043	7,246	0.36

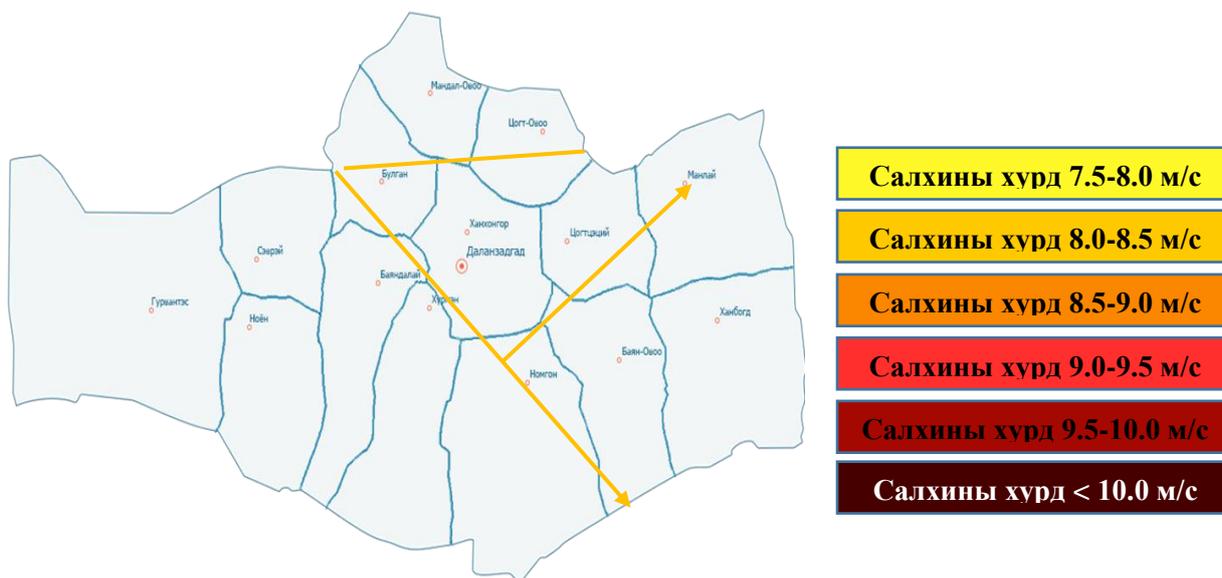
Тиймээс энэ бүс нутагт их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулж эрчим хүчний импортыг бууруулах, хэрэглээг бүрэн хангах, цаашид БНХАУ руу эрчим хүч экспортлох бүрэн боломжтой. Тиймээс **MNS 6940 : 2021 – “Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал”**-ыг дагуу Өмнөговь аймгийн салхины эрчим хүчний нөөцийн зураглалыг хийсэн бөгөөд экспортын зориулалттай их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах боломжтой газрын байршлыг тодорхойлсон.



Зураг 3.8. Өмнөговь аймгийн салхины эрчим хүчний нөөцийн зураглал

Энэхүү зураглалаас харахад Өмнөговь аймаг нь манай орны хамгийн их салхины нөөцтэй бүс нутаг боловч бүх нутгаар салхины нөөц жигд биш байна. Нутгийн ихэнх газарт 5- 7 м/с-ийн хурдтай салхи зонхилж байгаа бөгөөд нутгийн төв хэсэгт зүүнээс баруун хойш чиглэсэн салхины коридор байна. Жилийн салхины дундаж хурд 8 м/с-ээс дээш газар нутаг нийт нутгийн Мандал-Овоо сумын урд хэсэг, Цогт-Овоо сумын дийлэнх хэсэг, Манлай сум, Ханбогд сумын урд хэсэг, Цогт-Цэций, Даланзадгад, Баян-Овоо, Номгон сумын хойд хэсэг, Хүрмэн, Баяндалай сумын хойд хэсэг, Булган сумын

нийт нутаг дэвсгэр, Ноён, Сэврэй, Гурвантэс сумын хэсэгчилсэн нутаг дэвсгэрт зонхилж байгаа зураглал гарсан.



Зураг 3.9. Их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах боломжтой газрын зураглал

Булган, Цогт-Овоо, Даланзадгад, Цогтцэций, Баяндалай, Хүрмэн, Номгон, Баян-Овоо сумын нутаг дэвсгэрт экспортын зориулалттай их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах боломжтой юм.

Энэхүү хамтарсан төслийн гол зорилго нь **MNS 6940 : 2021 – “Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал”** боловсруулж батлуулах, Өмнөговь аймгийн салхины нөөцийн үнэлгээг стандартын аргачлалын дагуу хийж их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах боломжтой газрыг тодорхойлох байсан.

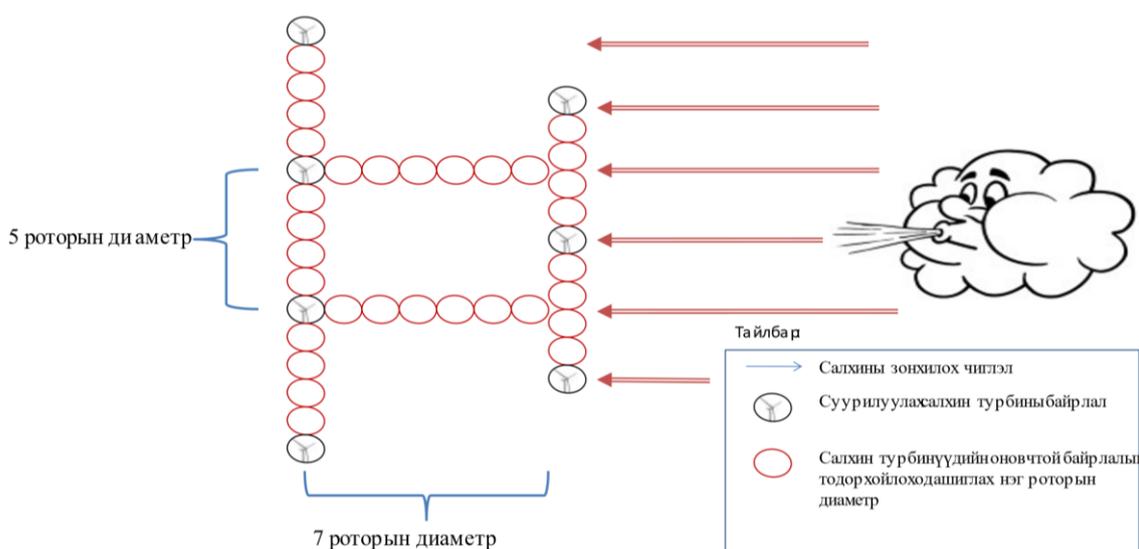
ДӨРӨВДҮГЭЭР БҮЛЭГ: ИХ ЧАДЛЫН САЛХИН ЦАХИЛГААН СТАНЦЫН ТЭЗҮ БОЛОВСРУУЛАХАД ШААРДЛАГАТАЙ ЗӨВЛӨМЖ

4.1 Салхин цахилгаан станцын байршлын төлөвлөлт

Салхин цахилгаан станцын байршлын төлөвлөлт нь салхин цахилгаан үүсгүүр тус бүрийн тохиромжтой байршлыг тодорхойлох үйл явцыг хэлнэ.

Салхин цахилгаан станцын байршлын төлөвлөлтийг хийхдээ дараах зарчмыг баримтална. Үүнд:

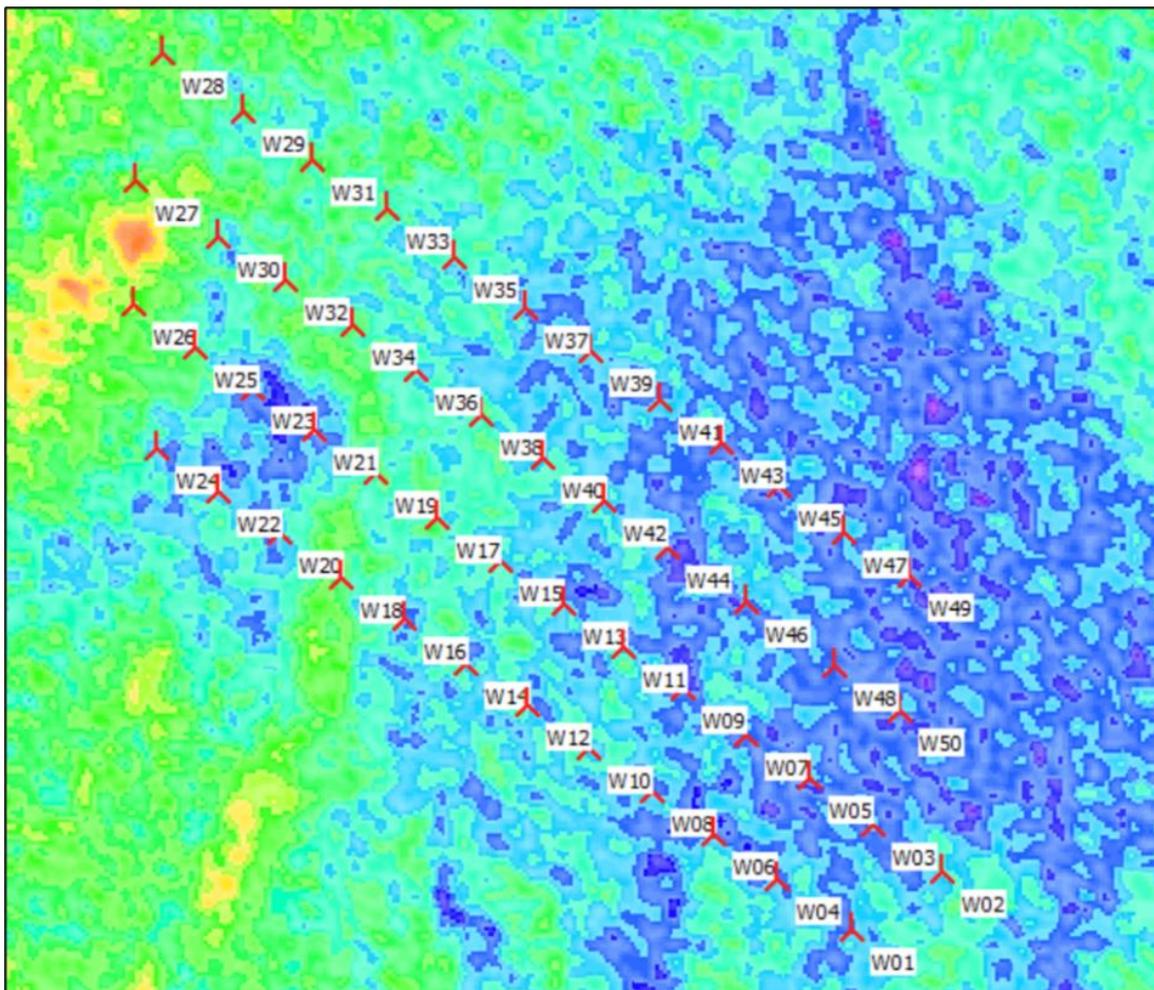
- Салхин цахилгаан үүсгүүрийг салхины эрчим хүчний өндөр нягтралтай цэгүүдэд суурилуулна.
- Салхин турбинуудыг төвлөрсөн зохион байгуулалттай байх төлөвлөнө.
- Салхин цахилгаан үүсгүүр хоорондын салхины хуйлралтын нөлөө хамгийн бага байхаар тооцоолон суурилуулна.
- Салхин цахилгаан станцын төлөвлөлтийг хийхдээ салхины хурданд нөлөөлөх орчны нөлөө, барзгаршил, саад тотгор хэр зэрэг байгаа эсэхийг сайтар судална.
- Газар нутгийн нөхцлийг сайтар судалсны үндсэн дээр салхин цахилгаан үүсгүүр суурилуулах талбайг сонгоно.
- Салхин цахилгаан үүсгүүрийг тээвэрлэх, суурилуулахдаа үйлдвэрлэгчийн нөхцөл болон олон улсын стандартыг чандлан баримтална.
- Салхин цахилгаан станцыг төлөвлөхдөө дээрх техникийн шаардлагыг хангахаас гадна эмх цэгцтэй, үзэмжтэй байхаар төлөвлөх шаардлагатай.



Зураг 4.1. Салхин цахилгаан станцын төлөвлөлт

Салхин цахилгаан станцыг төлөвлөхдөө зонхилох салхины чиглэлтэй параллель байхаар багана үүсгэх ба зонхиолох салхины чиглэлтэй перпендикуляр байхаар эгнүүлэн салхин цахилгаан үүсгүүрийг суурилуулахаар төлөвлөнө. Ерөнхийдөө салхин цахилгаан үүсгүүрүүдийн эгнээ хоорондын зай нь далбангийн үүсгэх эргэлтийн талбайг 5 дахин үржүүлсэнтэй тэнцүү байх ба багана хоорондын зайг 3 дахин ихэсгэсэнтэй тэнцүү хэмжээтэй байхаар сонгоно.

Салхин сэнсний төрөл: DEW-D4200-155



Зураг 4.2. Салхин цахилгаан станц дахь салхин цахилгаан үүсгүүрийн байршил.

Нөөцийн зураглал, салхины зонхилох чиглэл, салхины хурдны горим зэргээс хамааруулан салхин цахилгаан станцын төлөвлөлтийг хийнэ.

4.2 Жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэл

Салхин төхөөрөмжийн жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэл нь нэг жилийн хугацаанд үйлдвэрлэх бодит цахилгаан эрчим хүчний нийлбэртэй тэнцүү байна. Салхин турбины жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэлийг дараах томъёогоор тооцно.

$$AEP=8760\sum_{i=1}^n P_i f_i \quad (4.1)$$

Энд,

- 8760 - жилийн нийт цаг,
- n - салхины хурдны интервалын тоо,
- P_i - чадлын муруйн интервалд харгалзах i -р салхины хурданд үйлдвэрлэх чадлын хэмжээ, кВт;
- f_i - i -р салхины хурдны интервалд харгалзах магадлалын функц.

Салхины хурдны интервал тус бүрийн магадлалыг Вейбуллын магадлалын функцээр тооцно.

$$f_i = \exp\left[-\left(\frac{v_1}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v_2}{c}\right)^k\right] \quad (4.2)$$

Энд,

- v_1, v_2 - i -р салхины хурдны интервалын хамгийн бага ба хамгийн их утга, м/с;
- c - Вейбуллын тархалтын функцийн хэлбэрийн коэффициент;
- k - Вейбуллын тархалтын функцийн хэмжээсийн масштабын коэффициент.

Хүснэгт 4.1. Салхин цахилгаан станц дахь салхин цахилгаан үүсгүүр тус бүрийн тодорхой байриил.

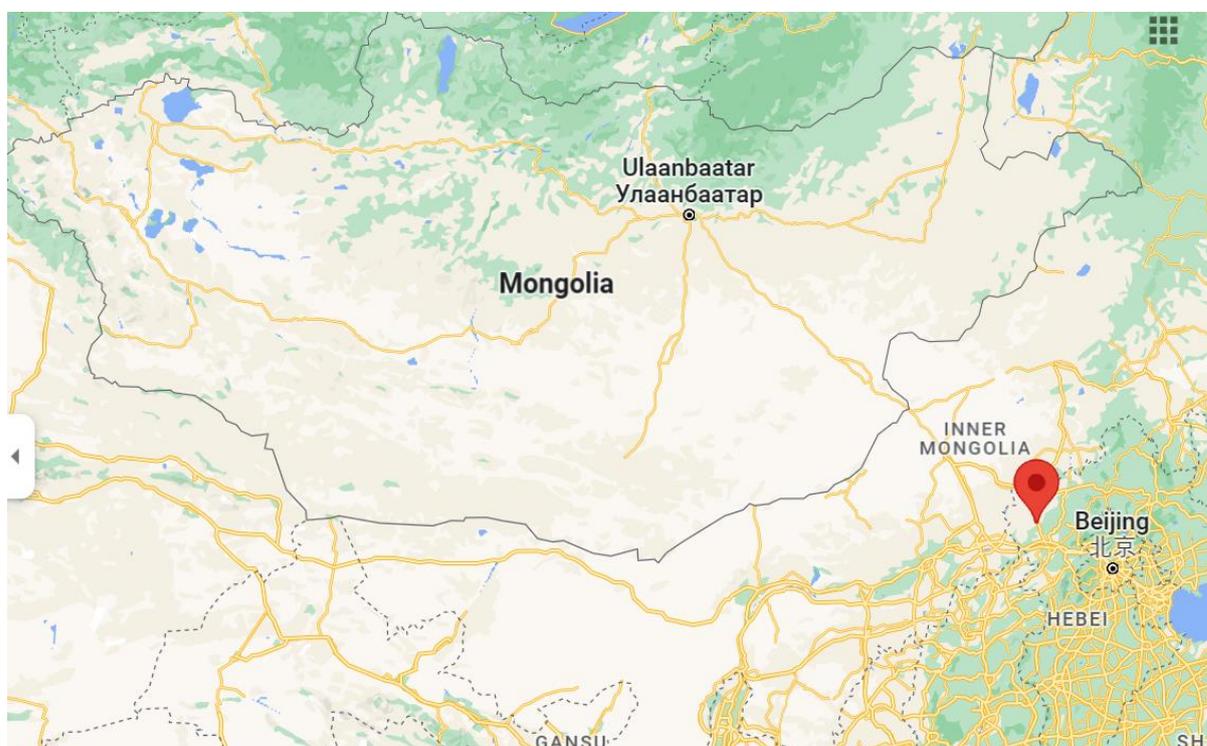
Салхин ээнсий дугаар	1-р сар	2-р сар	3-р сар	4-р сар	5-р сар	6-р сар	7-р сар	8-р сар	9-р сар	10-р сар	11-р сар	12-р сар	Жилийн дундаж [кВт.ц]
W01	1461.6	1192.9	1423.5	1303.0	1512.0	1053.8	866.3	991.0	1151.3	1460.4	1241.0	1521.9	15178.8
W02	1430.2	1186.6	1412.1	1307.0	1532.1	1096.7	887.2	1037.9	1151.9	1442.1	1243.2	1485.0	15212.2
W03	1421.2	1173.1	1386.5	1279.5	1506.0	1056.4	850.6	1004.3	1120.9	1431.5	1234.4	1481.8	14946.4
W04	1451.6	1186.0	1413.9	1285.7	1498.2	1023.8	838.6	955.9	1128.0	1445.8	1218.5	1510.8	14956.8
W05	1399.7	1146.5	1363.6	1256.1	1476.8	1021.1	815.8	958.0	1087.5	1405.2	1187.4	1455.4	14573.3
W06	1451.7	1184.9	1410.7	1280.7	1492.1	1011.4	830.3	942.7	1120.0	1441.8	1214.3	1511.1	14891.8
W07	1401.8	1144.7	1365.2	1250.2	1471.8	1011.0	812.7	942.4	1073.8	1400.4	1179.9	1453.3	14507.2
W08	1451.8	1184.3	1410.0	1279.8	1490.8	1008.8	831.4	940.0	1114.9	1441.8	1216.8	1512.7	14883.2
W09	1393.2	1141.0	1359.5	1241.1	1463.7	1002.1	795.8	927.7	1064.2	1391.4	1161.2	1438.8	14379.7
W10	1454.2	1185.5	1411.9	1279.1	1491.9	1008.5	830.7	938.3	1114.8	1444.1	1213.1	1514.5	14886.6
W11	1404.2	1152.9	1367.9	1248.8	1473.3	1003.2	797.3	932.1	1072.1	1406.4	1186.5	1463.3	14508.0
W12	1457.5	1187.9	1415.1	1280.4	1492.4	1006.9	829.9	935.4	1113.8	1447.1	1214.8	1517.3	14898.4
W13	1398.9	1145.7	1360.3	1241.5	1464.7	992.8	791.1	918.7	1060.3	1398.3	1177.3	1457.6	14407.2
W14	1454.0	1185.4	1409.4	1274.5	1486.4	1000.0	823.2	925.8	1104.1	1442.1	1209.9	1514.3	14828.9
W15	1405.0	1150.3	1366.1	1245.5	1469.4	996.1	793.5	920.3	1064.0	1404.4	1181.0	1464.7	14460.2
W16	1456.1	1186.8	1410.9	1275.8	1487.8	1001.2	824.4	926.7	1105.1	1444.8	1210.4	1517.2	14847.2

W17	1419.1	1166.9	1382.9	1257.2	1482.6	1007.5	804.8	930.4	1079.3	1420.0	1194.2	1483.0	14627.8
W18	1473.8	1206.5	1432.2	1291.5	1505.4	1017.5	839.4	942.0	1125.6	1466.6	1228.3	1539.7	15068.5
W19	1421.9	1168.8	1381.5	1256.8	1482.5	1006.9	804.8	932.8	1077.8	1422.6	1199.2	1486.5	14642.1
W20	1457.7	1188.8	1411.7	1273.7	1487.3	997.5	819.2	920.2	1100.9	1445.4	1210.5	1518.8	14831.6
W21	1406.3	1153.4	1364.4	1241.0	1463.3	986.7	783.7	907.0	1053.2	1399.2	1175.6	1466.7	14400.4
W22	1460.9	1191.7	1414.1	1273.4	1489.0	995.4	817.7	917.9	1098.8	1448.5	1211.4	1524.5	14843.3
W23	1420.5	1161.9	1371.4	1248.4	1468.6	991.6	793.7	912.6	1059.1	1408.3	1188.4	1481.2	14505.7
W24	1468.9	1206.5	1421.3	1281.8	1504.2	1005.6	827.4	928.8	1108.9	1464.9	1210.2	1545.8	14974.4
W25	1472.2	1205.6	1421.4	1279.3	1503.1	1008.9	821.2	932.0	1097.9	1467.4	1226.1	1537.1	14972.1
W26	1503.3	1240.5	1459.1	1311.4	1540.9	1046.5	866.2	973.1	1142.7	1509.5	1250.5	1580.1	15423.9
W27	1508.0	1252.0	1460.3	1318.0	1551.2	1061.1	870.4	993.0	1149.6	1519.9	1276.0	1590.8	15550.3
W28	1514.3	1269.2	1477.3	1335.7	1579.0	1096.2	893.0	1031.7	1168.9	1533.8	1292.3	1592.2	15783.7
W29	1467.8	1229.2	1435.1	1308.7	1551.5	1082.1	868.9	1012.7	1130.6	1482.9	1256.4	1535.0	15360.6
W30	1438.1	1195.3	1399.9	1275.5	1503.6	1033.7	829.6	953.1	1086.6	1442.4	1206.7	1508.6	14873.0
W31	1451.3	1222.5	1428.5	1304.6	1546.0	1082.9	867.3	1013.1	1124.0	1472.4	1248.3	1518.0	15278.7
W32	1421.7	1178.1	1382.7	1261.7	1490.6	1023.7	816.3	946.2	1072.6	1424.9	1205.7	1486.9	14711.1
W33	1440.6	1208.8	1412.1	1293.3	1538.0	1076.1	857.7	1010.1	1112.3	1460.1	1237.8	1502.1	15148.9
W34	1421.8	1175.2	1379.6	1260.9	1489.9	1021.9	815.6	947.7	1072.4	1425.4	1210.7	1485.5	14706.6
W35	1430.0	1198.7	1401.3	1285.4	1529.9	1068.1	849.7	1001.3	1102.4	1448.5	1229.7	1488.5	15033.3
W36	1410.8	1165.3	1369.3	1251.8	1482.5	1013.4	803.0	937.4	1063.8	1414.4	1199.5	1473.0	14584.1

W37	1426.9	1190.9	1395.5	1278.5	1521.2	1061.1	843.7	995.2	1095.4	1444.8	1225.3	1482.1	14960.6
W38	1411.9	1167.5	1374.9	1255.4	1487.5	1016.3	807.1	940.9	1070.7	1416.0	1198.3	1474.3	14620.8
W39	1424.3	1187.6	1394.4	1280.6	1521.6	1064.9	847.4	1000.3	1098.9	1441.8	1225.2	1476.7	14963.7
W40	1406.9	1163.3	1372.4	1252.9	1485.0	1014.6	805.0	940.0	1068.4	1413.1	1197.3	1467.2	14585.9
W41	1424.4	1189.5	1392.9	1279.9	1521.6	1063.5	846.7	1000.2	1099.1	1441.5	1224.5	1477.2	14960.9
W42	1401.6	1157.4	1370.0	1250.3	1479.2	1013.6	804.0	934.9	1066.3	1406.6	1183.3	1455.1	14522.4
W43	1421.9	1186.4	1390.9	1277.9	1521.4	1062.0	844.9	998.8	1099.4	1438.7	1223.6	1474.1	14940.0
W44	1392.7	1148.0	1359.8	1243.2	1471.6	1008.1	797.1	930.0	1059.6	1397.4	1174.0	1445.1	14426.4
W45	1415.3	1178.8	1385.8	1276.3	1516.1	1061.7	845.4	998.9	1097.1	1431.5	1219.3	1464.3	14890.2
W46	1403.1	1158.4	1360.4	1250.5	1474.2	1018.4	808.0	946.6	1068.9	1406.6	1182.5	1459.2	14536.7
W47	1415.3	1183.0	1392.3	1284.3	1524.2	1072.4	854.7	1011.0	1106.7	1433.8	1221.2	1467.1	14966.0
W48	1389.5	1151.1	1360.2	1251.9	1480.9	1031.0	813.5	962.0	1079.8	1397.0	1166.3	1440.3	14523.5
W49	1419.5	1186.9	1394.8	1290.8	1520.9	1081.6	860.1	1013.3	1112.9	1439.6	1216.4	1466.9	15003.7
W50	1405.7	1168.6	1379.2	1279.8	1507.3	1073.7	853.2	1011.6	1113.6	1419.8	1216.1	1461.1	14889.8
Sum	71660.7	59136.8	69816.0	63691.0	75030.8	51560.1	41499.2	48023.8	54910.9	71852.8	60620.7	74674.0	742476.8

4.3 Их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулж эрчим хүч экспортлох боломж

Хойд Хятадын эрчим хүчний хүрээлэнгийн эрдэмтэн, инженерүүд салхи, нар, эрчим хүчний хуримтлуур бүхий загвар төслийг Hebei муж, Zhangbei, Bashang гэдэг газар байгуулахаар 2009 онд зураг төлийг хийж, 2011 онд эхний үе шат, 2014 онд хоёрдугаар үе шатны бүтээн байгуулалтыг бүрэн дуусгасан. Энэхүү төсөл нь 200 гаруй километр квадрат талбай бүхий газар нутагт салхин цахилгаан станц, нарны цахилгаан станц, эрчим хүчийг хуримтлуурын систем, өндөр хүчдлийн дамжуулах сүлжээ бүхий их чадлын сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрийн загвар төсөл юм.



Зураг 4.3. БНХАУ-ын нар, салхи, ЭХХ, өндөр хүчдлийн дамжуулах сүлжээний станцын газарзүйн байршил

Хэбэй мужийн Жанбэй хошуу нь салхины эрчим хүчний нөөц арвинтай бүс нутаг юм. Башанг дүүрэг нь жилийн хугацаанд салхины хурд 6000 гаруй цаг, жилийн нар гийгүүлэлтийн хугацаа дунджаар 2897.8 цаг байдаг. Энэхүү томоохон төсөл нь манай улстай ойр зайнд байрладаг онцлогтой.

Энэхүү станц нь 100 МВт-ын хүчин чадалтай салхин цахилгаан станц, 400 МВт-ын нарны цахилгаан станц, 14 МВт-ын эрчим хүчний хуримтлуурын системээс бүрдэнэ.



Зураг 4.4. БНХАУ-ын нар, салхи, ЭХХ, өндөр хүчдлийн дамжуулах сүлжээний станц

("National Wind and Solar Storage and Transportation Demonstration Project", China)

Салхин цахилгаан станц-100 МВт

- Хэвтээ болон босоо тэнхлэгтэй асинхрон, синхрон генератор (Double-fed, Permanent-magnet direct-driven, horizontal and vertical axis) бүхий салхин цахилгаан үүсгүүрүүдтэй.

Нарны цахилгаан станц – 400 МВт

- Поли цахиур (*Polycrystal silicon*), моно цахиур (*Monocrystal silicon*), аморф (*Amorphous thin film Back contact*) болон өндөр концентрацийн

төвлөрүүлэгч (*High-concentration-ratio*) бүхий нарны цахилгаан үүсгүүрүүдийг суурилуулсан.

Эрчим хүчний хуримтлуур – 14 МВт

Лити-ион (*Lithium ion battery*), урсгалт цэнэгийн хуримтлуур (*Flow battery*), натри-хүхрийн хуримтлуур (*NaS battery*) сууриуулсан.

Хэт өндөр хүчдлэйн (HVDC) дамжуулах шугамаар үйлдвэрлэсэн эрчим хүчийг Бээжин болон Шанхай хот руу дамжуулдаг. Манай улс цаашид энэ станцтай холбогдон зэрэгцээ ажиллаж, эрчим хүч экспортлох бүрэн боломжтой.

4.4 Их чадлын салхин цахилгаан станцын ТЭЗҮ боловсруулахад шаардлагатай зөвлөмж

Зөвлөмж-1: Сэргээгдэх эрчим хүчний ашиглалтыг нэмэгдүүлэх бодлого, арга зам

СЭХ-ний их чадлын технологиудыг нэвтрүүлэхэд дараах бэрхшээлүүд байна.

- Сэргээгдэх эрчим хүчний ач холбогдол буюу эрчим хүчний дундаршгүй эх үүсвэр болох, нөхөн сэргээгдэж байдаг, ашиглалтын зардал багатай, байгаль орчинд ээлтэй чанарын талаархи ойлголт олон нийтийн дунд дутмаг байна.
- Цахилгаан эрчим хүчний үнэ харьцангуй хямд байгаа нь СЭХ зэрэг өөр бусад эрчим хүчний эх үүсгүүрийг хэрэглэх эрмэлзэлийг төрүүлэхгүй байна.
- Сэргээгдэх эрчим хүчний тоног төхөөрөмжийн үнэ дэлхийн зах зээл дээр жилээс жилд эрчимтэй хямдарч байгаа хэдий ч КОВИД-19 цар тахлын сөрөг нөлөө, инцляцийн түвшин нэмэгдэж байгаа зэрэг нь анхны хөрөнгө оруулалт, томоохон төслийн эдийн засгийн хөрөнгө оруулалтанд сөргөөр нөлөөлж байна.
- Сэргээгдэх эрчим хүчний тоног төхөөрөмжийг бараг 100% гадаадаас импортлон авч хэрэглэдэг.

Дээр дурьдсан нөхцөл байдлын улмаас зайлшгүй төр засгийн зүгээс тусгай бодлого боловсруулж нилээд хэмжээний хөрөнгө оруулалт хийх, тодорхой урамшуулал, татаасын бодлогыг хэрэгжүүлэх, мөн тодорхой бэрхшээлүүдийг давах арга хэмжээнүүд шат дараатай авах шаардлагатай.

Гэхдээ бусад орнуудтай харьцуулахад манай улс СЭХ-ний тоног төхөөрөмж үйлдвэрлэдэггүй ч БНХАУ нь энэ салбарын үйлдвэрлэл болон хэрэглээгээр дэлхийд тэргүүлэгч орнуудын нэг болж байгаа нь энэ чиглэлийн барааны импортод илүү таатай нөхцлийг бүрдүүлэх боломжтой байна. СЭХ-ний ашиглалтыг нэмэгдүүлэх, нэвтрүүлэх ажилд бүх нийтийн анхаарлыг хандуулахад ШУ-д суурилсан таниулах, сурталчилгааны ажил хийж ашиглалтыг нэмэгдүүлэх ажлыг эрчимжүүлэх шаардлагатай.

Зөвлөмж-2: Орон нутгийн удирдлагатай хамтран мэргэжлийн байгууллагын зүгээс хийх бэлтгэл ажлууд:

- Цаг уур, байгаль орчны шинжилгээ, СЭХ-ний нөөцийн нарийвчилсан хэмжилт хийх, батлагдсан стандартын дагуу боловсруулалт хийж зураглал гаргах,
- Дээрх шинжилгээ судалгааны дүгнэлтэнд үндэслэн СЭХ, их чадлын салхи, нар, эрчим хүчний хуримтлуур бүхий үндэсний загвар төслийг төлөвлөн, газар зохион байгуулалтын төлөвлөгөөнд тусгах,
- Мэргэжлийн сургалтын төвүүдэд СЭХ-ий тоног төхөөрөмжийн угсралт, суурилуулалт, засварын мэргэжлийн ажилчдыг бэлтгэх,
- СЭХ-ийг ашиглах, зураг төсөл зохиох, тооцох сургалтыг зохион байгуулах, гадаад, дотоодод боловсон хүчинг сургах, дадлагажуулах,
- СЭХ-ний системийн зарим тоноглолуудыг дотооддоо үйлдвэрлэдэг жижиг, дунд үйлдвэрийг байгуулах ажилд дэмжлэг үзүүлэх,
- Зураг төсөл зохиох норм дүрэм, санхүүжилтийн журамд зохих өөрчлөлтүүдийг оруулах,
- Дээрх тоног төхөөрөмжийн стандарт, чанарын хяналтын лаборатори мэргэжлийн хяналтын байцаагч нарыг бэлтгэх нь чухал юм.

Зөвлөмж-3: Төрийн болон орон нутгийн захиргааны зүгээс хийх зохион байгуулалтын ажлууд:

- Төр, хувийн хэвшлийн түншлэлийн хэлбэрийг ашиглах, нэмэгдүүлэх, гадаад хөрөнгө оруулалтыг дэмжих,
- Иргэдэд агаарын СЭХ-ний технологийн ач холбогдлыг таниулан тал бүрээр сурталчилах,
- Агаарын бохирдлыг бууруулах ажлыг аж ахуйн нэгж, албан байгууллагын нийгмийн хариуцлагаа хэрхэн биелүүлж байгааг дүгнэх үзүүлэлт болгох,
- СЭХ-ний технологийн ач холбогдол, үнэ цэнийн талаар нийтэд бодит ойлгот өгөх сурталчилгаа явуулах зэрэг болно.
- СЭХ-ийг нэвтрүүлэх ажлыг эрчимтэй өргөнөөр хийх бодлогын зохион байгуулалтын арга хэмжээнүүдийг авах,
- СЭХ-ний томоохон төслүүдэд урамшуулал, дэмжлэг үзүүлэх, холбогдох зөвшөөрөл, дүрэм, журамд өөрчлөлт оруулах,
- Нар, салхи, эрчим хүчний хуримтлуур бүхий их чадлын СЭХ-ний үндэсний жишиг загварыг батлан, том зураглалаар хийх, ингэснээр эрчим хүч экспортлох зорилгоо биелүүлэх болно.
- Эрчим хүчний томоохон төсөл хөтөлбөртөө анхаарал хандуулж, дорвитой арга хэмжээ авах шаардлагатай. Олон улсын болон дотоодын чанарын стандартын шаардлага хангасан тоног төхөөрөмж, материал сонгох, Монгол орны нөхцлийг үйлдвэрлэгчид өгч тест хийлгэсэний дараа худалдан авалт хийх хэрэгтэй.

ТӨСЛИЙН ЕРӨНХИЙ ДҮГНЭЛТ

Энэхүү судалгааны ажил нь өмнөд говийн бүсийн салхины эрчим хүчний нөөц, горимын шинж чанарыг тодорхойлох, Монгол-Хятад хоёр улсын салхины эрчим хүчний салбарын хөгжлийн хамтын ажиллагааны цаашдын хөгжлийн талаар судлан үзсэн. Энэ төслийг 2018 оноос эхлэн 2020 онд дуусгахаар төлөвлөсөн боловч дэлхий дахинд тархсан КОВИД-19 цар тахлын сөрөг нөлөөллийн улмаас удааширч 2023 оны 1-р сард хийж гүцэтгэв.

Судалгааны ажлын хүрээнд монгол орны цаг уурын онцлог үзүүлэлт, манай орны салхины оцлог, үзүүлэлт, судлагдсан байдал, монгол орны зүүн өмнөд бүсийн салхины нөөцийн хэмжилт, монгол оронд суурилагдсан СЭХ-ний эх үүсвэрүүд, мэдээллийн судалсан. Мөн монгол орны нар, салхины эрчим хүчний нөөц, салхины эрчим хүчний олон улсын стандартуудыг судлан монгол орны цаг уур, салхины горимд тохирсон үндэсний стандартыг боловсруулж батлуулсан. Уг стандартын дагуу хэмжилтийн утгыг боловсруулах салхин цахилгаан станц барих газрыг тодорхойлох аргачлалыг загварчилсан. Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний график, салхины горимын шинж чанарыг тодорхойлж, их чадлын салхин цахилгаан станц барих боломжтой газрын судалгааг хийсэн. Өмнөд бүсэд их чадлын салхины эрчим хүчний станц байгуулах газруудыг нарийвчлан тодорхойлсон. Эдгээр газарт суурилуулах салхин цахилгаан станцын байршлын төлөвлөлтийг хэрхэн хийх, тэдгээрийн жилд үйлдвэрлэх боломжтой эрчим хүчний үйлдвэрлэлийг тооцсон. Цаашид их чадлын нар, салхи, эрчим хүчний хуримтлуур бүхий үндэсний томоохон төслийг байгуулж, БНХАУ руу эрчим хүч экспортлох боломжтой.

Энэхүү төслийн 1-р бүлэгт: Монгол орны цаг уурын онцлог, салхины нөөцийн хэмжилт, мэдээлэл цуглуулах судалгааны үр дүнг нэгтгэн дүгнэвэл:

- Манай орон эмзэг экосистемтэй, улс орны эдийн засаг, ард түмний амьдралын хэвшил нь уур амьсгалын өөрчлөлтөд эмзэг байх ба газар зүйн

байршил, уур амьсгалын өөрчлөлт идэвхитэй явагдах боломжтой нутагт хамаардаг.

- Бүх нутгийн хэмжээнд хоногийн дундаж температур (+10⁰C)-ээс дээш байх хугацаа дунджаар 3-4 сар, харин Сайншанд, Замын-Үүд зэрэг хойд өргөргийн 45⁰-аас өмнө орших нутгуудад энэ хугацаа 5 сар хүрнэ.
- Монгол оронд үүлшил бага, цэлмэг өдрийн тоо их, жилдээ 230-260 хоног буюу 2600-3300 цаг нар гийгүүлдэг тул нарны нөөц арвинтай.
- Мөн өмнөд говийн бүсэд салхины эрчим хүчний нөөц арвинтай.

Төслийн 2-р бүлгийн судалгааг нэгтгэн дүгнэвэл: Монгол оронд их чадлын экспортын зориулалттай салхин цахилгаан станц барих судалгаа

- Агаарын урсгал буюу салхи үүсэхэд тухайн газар нутгийн агаарын температур, даралт, агаарын нягт, чийгшил зэрэг үзүүлэлт голлох үүрэгтэй байдаг.
- Манай орны хувьд улирлын ялгаа их, температурын хэлбэлзэл өндөр байх тул хүйтний улиралд эсрэг циклоны нөлөөллөөр их даралттай, дулааны улиралд Азийн говь цөл наранд халж, дулаан бүсийн агаар түрэн ирдэг байна. Газрын дундад тэнгисийн чийглэг агаар, Сибир, Казакстаны бэсрэг уулсын хуурай агаар ба даралтын градиентийн нөлөөгөөр их хурдтай өндрийн салхи үүсч дэлхийн эргэлтийн инерцийн хүч, Кориолосийн хүч зэргээс шалтгаалж манай оронд баруун ба баруун хойноос зүүн өмнө зүг рүү чиглэсэн ерөнхий салхийг үүсгэдэг.
- Манай улс субтропикийн сэрүүн бүсд байрлаж, далайн түвшнээс өндөрт өргөгдөн, тал бүрээсээ өндөр уулсаар хүрээлэгдэн орших тул салхины нөөц, чиглэл, горим зэрэгт шууд нөлөөлдөг онлогтой.
- Тиймээс эрчим хүчний зориулалттай салхин цахилгаан станц барих газрыг сонгохдоо тухайн газар нутгийн салхины эрчим хүчний нөөц, горимыг сайтар судлан үнэлэх шаардлагатай байдаг.
- Олон улс орнууд өөрсдийн орон нутагт тохирсон салхины нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлалыг боловсруулж, стандарт болгон хэрэгжүүлж

байна. Тиймээс манай улс эрчим хүчний зориулалттай салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээг хийхэд дагаж мөрдөх үндэсний стандарттай байх шаардлагатай тул **MNS 6940 : 2021 – “Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал”** стандартыг боловсруулан батлуулсан.

Төслийн 3-р бүлгийг нэгтгэн дүгнэвэл: Их чадлын салхин цахилгаан станц барих боломжтой газрыг тодорхойлж зураглал хийх судалгааг хийсэн.

- **MNS 6940 : 2021 – “Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал”**-ыг дагуу Өмнөговь аймгийн салхины эрчим хүчний нөөцийн зураглалыг хийсэн бөгөөд экспортын зориулалттай их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах боломжтой газрын байршлыг тодорхойлсон.
- Өмнөговь аймаг нь манай орны хамгийн их салхины нөөцтэй бүс нутаг боловч бүх нутгаар салхины нөөц жигд биш байна. Нутгийн ихэнх газарт 5- 7 м/с-ийн хурдтай салхи зонхилж байгаа бөгөөд нутгийн төв хэсэгт зүүнээс баруун хойш чиглэсэн салхины коридор байна. Жилийн салхины дундаж хурд 8 м/с-ээс дээш газар нутаг нийт нутгийн Мандал-Овоо сумын урд хэсэг, Цогт-Овоо сумын дийлэнх хэсэг, Манлай сум, Ханбогд сумын урд хэсэг, Цогт-Цэций, Даланзадгад, Баян-Овоо, Номгон сумын хойд хэсэг, Хүрмэн, Баяндалай сумын хойд хэсэг, Булган сумын нийт нутаг дэвсгэр, Ноён, Сэврэй, Гурвантэс сумын хэсэгчилсэн нутаг дэвсгэрт зонхилж байна.
- Булган, Цогт-Овоо, Даланзадгад, Цогтцэций, Баяндалай, Хүрмэн, Номгон, Баян-Овоо сумын нутаг дэвсгэрт экспортын зориулалттай их чадлын салхин цахилгаан станц байгуулах боломжтой юм.

Төслийн 4-р бүлгийг нэгтгэн дүгнэвэл: Их чадлын салхин цахилгаан станцын тээвү боловсруулахад шаардлагатай зөвлөмжийг боловсруулсан.

- Сэргээгдэх эрчим хүчний систем нь анхны хөрөнгө оруулалт өндөртэй ч ашиглалтын зардал багатай байдаг учраас урт хугацаанд найдвартай ажиллах боломжтой.
- БНХАУ-ын Хэбэй мужийн нутаг дэвсгэрт 100 МВт-ын хүчин чадалтай салхин цахилгаан станц, 400 МВт-ын нарны цахилгаан станц, 14 МВт-ын эрчим хүчний хуримтлуурын систем бүхий СЭХ-ний үндэсний загвар станц байгуулагдан үйл ажиллагаа явуулж байна.
- Энэхүү станц нь манай улсын өмнийн говийн бүстэй ойр зайнд байрладаг. Манай орны хувьд салхины нөөц ихтэй өмнийн говийн бүсэд экспортын зориулалттай их чадлын нар, салхи, хуримтлуур бүхий үндэсний томоохон төслийг хэрэгжүүлж, энэхүү станцтай холбогдон, БНХАУ руу эрчим хүч экспортлох бүрэн боломжтой.
- Эрчим хүчний томоохон төсөл хөтөлбөртөө анхаарал хандуулж, дорвитой арга хэмжээ авах шаардлагатай. Олон улсын болон дотоодын чанарын стандартын шаардлага хангасан тоног төхөөрөмж, материал сонгох, Монгол орны нөхцлийг үйлдвэрлэгчид өгч тест хийлгэсэний дараа худалдан авалт хийх хэрэгтэй.
- Нар, салхи, эрчим хүчний хуримтлуур бүхий их чадлын СЭХ-ний үндэсний жишиг загварыг батлан, том зураглалаар хийх шаардлагатай.
- Төр, хувийн хэвшлийн түншлэлийг нэмэгдүүлэх, гадаад хөрөнгө оруулалтыг дэмжих, хууль эрх зүйн орчинг сайжруулах шаардлагатай.

АШИГЛАСАН МАТЕРИАЛ

1. Монгол орны нарны эрчим хүчний кадастр (БНМАУ-ын уур амьсгалын лавлах, 1-р боть). УЦУШИ, Улаанбаатар, 1985. 218 х.
2. Батдэлгэр Д. Монгол орны нарны цацрагийн атлас. ШУА, ФТХ. Улаанбаатар, 2010.
3. Батмөнх С. Монголын нөхцөлд нарны энергийг дулаанд хувиргах технологийн онол, практикийн үндэс. “Соёмбо принтинг” хэвлэлийн газар, Улаанбаатар, 2014. 371 х.
4. Solar word forum/ Proceedings of the International Solar Energy Society Congress. Brighton. England. 23-28 august 1981. 582 pp.
5. M. Erdenebat, B. Galsan, H. Shuang and M. Chimed, "Wind Energy Resource Assessment of the South Gobi region in Mongolia," *2020 IEEE Region 10 Symposium (TENSymp)*, 2020, pp. 535-538, doi: 10.1109/TENSymp50017.2020.9230859.
6. Y. Chen and K. Smedley, “A cost-effective single-stage inverter with maximum power point tracking,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1289–1294, Sept. 2004.
7. Ч.Улам-Оргил, “Салхин цахилгаан станцын үйлдвэрлэсэн цахилгаан энергийг эрчим хүчний систем хүлээн авах чадварын үнэлгээ”, 2019.
8. IEC 61400-1:2005+AMD1:2010 Design requirements
9. IEC 61400-2:2013 Small wind turbines
10. IEC 61400-3:2009 Design requirements for offshore wind turbines
11. IEC 61400-4:2012 Design requirements for wind turbine gearboxes
12. IEC 61400-6:2020 Tower and foundation design requirements
13. IEC 61400-11:2012 Acoustic noise measurement techniques
14. IEC 61400-12-1:2005 Power performance measurements of electricity producing wind turbines
15. IEC 61400-13:2015 Measurement of mechanical loads

16. IEC TS 61400-14:2005 Declaration of apparent sound power level and tonality values
17. IEC 61400-21:2008 Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines
18. IEC 61400-22:2010 Conformity testing and certification (IEC 61400-22:2010 was withdrawn on 2018-08-31, and replaced with the deliverables for the wind sector (WE-OMC) contained in the IECRE Conformity Assessment System.)
19. IEC 61400-23:2014 Full-scale structural testing of rotor blades
20. IEC 61400-24:2010 Lightning protection
21. IEC 61400-25-1:2006 Communications for monitoring and control of wind power plants - Overall description of principles and models
22. IEC 61400-25-2:2015 Communications for monitoring and control of wind power plants - Information models
23. IEC 61400-25-3:2015 Communications for monitoring and control of wind power plants - Information exchange models
24. IEC 61400-25-4:2008 Communications for monitoring and control of wind power plants - Mapping to communication profile
25. IEC 61400-25-5:2006 Communications for monitoring and control of wind power plants - Conformance testing
26. IEC 61400-25-6:2010 Communications for monitoring and control of wind power plants - Logical node classes and data classes for condition monitoring
27. Liu, Y., Qiao, Y., Han, S., Tao, T., Yan, J., Li, L., ... & Munkhtuya, E. (2021). Rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent power considering wind shear and tower shadow. *Renewable Energy*, 172, 882-896.
28. Demolli Halil, Dokuz Ahmet Sakir, Ecemis Alper, Gokcek Murat. Wind power forecasting based on daily wind speed 472 data using machine learning algorithms[J].

- Energy Conversion and Management, 2019, 198:111823. 473
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111823>.
29. Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2016-Annual Market Update[R]. 2017.
30. Ashuri Turaj, Zaaizer Michiel B, Martins Joaquim R R A, Zhang Jie. Multidisciplinary design optimization of large wind turbines-Technical, economic, and design challenges[J]. Energy Conversion and Management, 2016, 123:56-70.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.004>.
31. Rehman Shafiqur, Al-Abbadi Naif M. Wind shear coefficients and their effect on energy production[J]. Energy Conversion and Management, 2005, 46(15-16):2578-2591. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.12.005>.
32. Mohammadi Ebrahim, Fadaeinedjad Roohollah, Naji Hamid Reza. Using a new wind turbine emulator to analyze tower shadow and yaw error effects[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 174:378-387.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.08.049>.
33. Emeksiz Cem, Tugce Cetin. In case study: Investigation of tower shadow disturbance and wind shear variations effects on energy production, wind speed and power characteristics[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2019, 35:148
<https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.07.004>.

ХАВСРАЛТ - 1

Хэвлүүлсэн бүтээлийн тойм:

1. Япон улсын Нагоя хот, Айчи технологийн сургууль дээр зохион байгуулагдсан “M-J семинар-2019” олон улсын семинарт илтгэл тавьж хэлэлцүүлсэн.
2. E.Munkhtuya, G.Bekhbat, Ch.Mangaljalav, Hang Shuang “Research on Wind Energy Resource Assessment for Wind Farm in the South Gobi region of Mongolia”, S3-4-1-6. 2019
3. Бангладеш улсад зохион байгуулагдсан Tensymp-IEEE-2020 олон улсын эрдэм шинжилгээний хуралд өгүүлэл хэвлүүлж, онлайн илтгэл тавьж хэлэлцүүлсэн.
4. Liu, Y., Qiao, Y., Han, S., Tao, T., Yan, J., Li, L., ... & Munkhtuya, E. (2021). Rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent power considering wind shear and tower shadow. *Renewable Energy*, 172, 882-896.



Rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent power considering wind shear and tower shadow

Yongqian Liu ^a, Yanhui Qiao ^a, Shuang Han ^{a,*}, Tao Tao ^a, Jie Yan ^a, Li Li ^a, Galsan Bekhbat ^b, Erdenebat Munkhtuya ^b

^a State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (NCEPU), School of New Energy, North China Electric Power University, Beijing 102206, China

^b School of Power Engineering, Mongolian University of Science and Technology, Ulaanbaatar, Mongolia

* E-mail address: hanshuang1008@sina.com

HIGHLIGHTS

- Rotor equivalent wind speed calculation model based on equivalent power is proposed.
 - Wind shear, tower shadow and wind turbine operation characteristics are considered.
 - The proposed model matches the actual power control effect of wind turbine.
 - The proposed model contains the power loss caused by actual power control deviation.
 - The proposed method can improve theoretical power accuracy verified by real cases.
-

ABSTRACT

Wind speed spatial variation in the whole wind wheel rotation plane caused by wind shear and tower shadow effect becomes more obvious with the increase of rotor diameter and tower height, thus the hub height wind speed is not sufficient to represent the actual wind speed effect and the rotor equivalent wind speed should be used. However, the existing rotor equivalent wind speed calculation models do not consider wind turbine operation characteristics, which cannot match the actual power control effect, thus ignoring the power loss caused by actual power control deviation. To address this problem, a rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent power is proposed in this paper, which comprehensively considers wind shear, tower shadow and wind turbine operation characteristics. The rationality of the proposed model was qualitatively evaluated from different power control stages of wind turbine and the validity was quantitatively verified from the aspect of theoretical power calculation. The results demonstrated that the proposed model can effectively reflect the variation law of rotor equivalent wind speed under the actual control effect of different power control stages, which contains the power loss caused by actual power control deviation, thus improving the theoretical power calculation accuracy.

Keywords: Wind turbine; equivalent power; rotor equivalent wind speed; wind shear; tower shadow

1. Introduction

Wind energy is one of the most significant and potentially useful renewable energy, which has attracted widespread attention all over the world and has developed rapidly in recent years [1]. The global installed wind power capacity is estimated to exceed 800 GW by the end of 2021 [2]. In the context of the rapid development of wind power industry and the continuous innovation of wind power manufacturing technology, wind turbines present the trend of large-scale development with increasing blade length and tower height [3]. Wind speed spatial variation in the whole wind wheel rotation plane caused by the combined effect of wind shear and tower shadow increases with the increase of rotor diameter and tower height [4-6], and its impact on the generation performance of wind turbines is more and more obvious and can not be ignored [7]. Therefore, only the hub height wind speed is not sufficient to represent the actual wind speed effect in the whole wind wheel rotation plane [8], and the rotor equivalent wind speed considering wind shear and tower shadow effects should be used, which is of great significance to improve the accuracy of wind power prediction and theoretical power calculation of wind turbines.

Many scholars are dedicated to the study of wind shear and tower shadow effects. Shen et al. (2011) [9] used a lifting surface method with time marching free wake model to investigate the periodic unsteady nature in the wind shear. Holtslag et al. (2017) [10] extended the diabatic surface layer wind shear model for offshore wind energy purposes to higher altitudes based on Gryning's wind profile and the resistance functions proposed by Byun, and analyzed the influence of adopting this extended shear profile for wind energy in terms of the kinetic energy flux and blade root fatigue loads experienced by a wind turbine. Sintra et al. (2014) [11] constructed wind shear and tower shadow models of three-blade variable speed wind turbines in Matlab/Simulink, and studied the model construction methods of reducing mechanical stress and torque oscillation and improving aerodynamic efficiency under rated wind speed. Zhang et al. (2014) [12] studied the aerophysical characteristics of wind turbine intelligent load control caused by extreme wind shear. Gualtieri et al. (2016) [13] used the wind shear coefficient of atmospheric stability to improve the precision of wind resource extrapolation. Pedersen et al. (2012) [14] studied the effect of tower shadow on the fatigue life of wind turbine blades, and performed Monte Carlo simulation method for random analysis.

In addition, many literature have studied the combined effects of wind shear and tower shadow on the aerodynamic characteristics and power quality of wind turbines by constructing the rotor equivalent wind speed calculation model that take into account both wind shear and tower shadow effects. Rotor equivalent wind speed refers to the wind speed that can represent the actual wind speed effect in the whole wind wheel rotation plane. The existing rotor equivalent wind speed calculation methods are mainly divided into two categories: (1) Rotor equivalent wind speed calculation method based on kinetic energy theory. Choukulkar et al. (2016) [15] constructed a rotor equivalent wind speed model considering wind shear effect, wind direction fluctuation and turbulence intensity, and analyzed the influence of various factors on wind power. Clack et al. (2016) [16] constructed a rotor equivalent wind speed model that takes into account vertical wind shear and directional shear, and applied it to wind energy resource assessment. Redfern et al. (2019) [17] constructed a rotor equivalent wind speed model based on kinetic energy theory, and applied the rotor equivalent wind speed to wind farm parametric weather prediction model. Wagner et al. (2014) [18] used the calculation method of rotor equivalent wind speed based on kinetic energy theory in IEC 61400-12-1 standard, and compared the difference between the hub height wind speed and the rotor equivalent wind speed for wind power curve modeling under different conditions. Scheurich et al. (2016) [19] constructed a rotor equivalent wind speed calculation model based on kinetic energy theory using the measured wind speed of different heights of laser radar, and used it for wind turbine power curve test. Kavari et al. (2019) [20] studied the effects of wind shear on aerodynamic performance and energy generation of horizontal-axis wind turbine based on improved momentum-blade element theory. Jeon et al. (2017) [21] proposed a method for calculating the rotor equivalent wind speed based on the measured wind speed in the cabin, and used to improve the performance prediction accuracy of wind turbine under wake conditions. (2) Rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent torque. Dolan et al. (2006) [22] constructed an equivalent wind speed calculation model considering both wind shear and tower shadow effects. The simulation results show that tower shadow effect is the dominant factor causing wind turbine torque 3P oscillation when the dynamic torque is determined. Wan et al. (2015) [23] constructed the wind turbine model, yaw error model and equivalent wind speed model including wind shear and tower shadow effects, and studied the influence of yaw error on the operation characteristics of wind turbine under different wind speeds and control stages. Fajardor et al. (2011) [24] constructed the per-blade equivalent wind speed model considering wind shear and tower shadow effects, and used it to model and simulate the high-order transmission system. The simulation results show that the wind speed determined by the per-blade equivalent wind speed model in wind turbine high-order transmission system is less conservative than that determined by hub height. Wan et al. (2017) [25] constructed the equivalent wind speed calculation model of large-scale n-blade wind turbine considering wind shear and tower shadow effects, and analyzed the variation of equivalent wind speed with the parameters such as rotor radius, hub height, tower radius, distance between blade and tower center, wind shear coefficient and number of blades.

In summary, many scholars have studied wind shear and tower shadow effects, and proposed the rotor equivalent wind speed calculation methods based on kinetic energy theory and equivalent torque, but there are still some problems as follows.

- (1) The rotor equivalent wind speed calculation method based on kinetic energy theory requires the measured wind speed and wind direction of multiple heights in the wind wheel rotation plane, the commonly used anemometer tower data cannot meet the calculation requirements, and the effect of tower shadow is not considered in this method.
- (2) The rotor equivalent wind speed calculation methods based on kinetic energy theory and equivalent torque are ideal methods, which ignore wind turbine operation characteristics. Therefore, the actual power control effect of wind turbine and the power loss caused by actual control deviation cannot be reflected.

To solve the aforementioned problems, considering wind shear, tower shadow and wind turbine operation characteristics, the rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent power is proposed in this paper. The main contributions of this study are as follows:

- (1) The rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent power was proposed. The proposed method comprehensively takes into account wind shear, tower shadow and wind turbine operation characteristics, and the rotor equivalent wind speed has the same output power with the actual wind speed in the whole wind wheel rotation plane.
- (2) The rationality of the proposed model was qualitatively evaluated from different power control stages using the design data of wind turbines with different capacities. Compared with the method based on equivalent torque, the proposed model can effectively reflect the variation law of rotor equivalent wind speed under the actual control effect of different control stages, which matches the actual power control effect of wind turbine and contains the power loss caused by actual power control deviation.
- (3) The validity of the proposed model was quantitatively verified from the perspective of wind turbine theoretical power calculation using the design parameters and measured data of 2MW and 5MW wind turbines in different seasons. Compared with the rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent torque and hub height wind speed, the proposed model can effectively improve the theoretical power calculation accuracy.

This paper is organized as follows. Section 2 analyzes the influence of wind shear and tower shadow on the wind speed spatial distribution. Section 3 introduces the rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent torque, which is used as the comparative benchmark model. Section 4 describes the construction method of rotor equivalent wind speed calculation model based on equivalent power. Section 5 verifies the rationality and validity of the proposed model from different power control stages and theoretical power calculation. Section 6 concludes this paper.

2. Wind speed spatial distribution due to wind shear and tower shadow

2.1. Wind shear

Wind shear effect refers the property that wind speed changes obviously with the increase of vertical height above the ground due to the influence of vegetation and buildings on the air motion in the atmospheric boundary layer. The higher the vertical height from ground, the smaller the impact of the ground obstacles, and the greater the wind speed. Wind shear effect is usually described by an exponential model [26] as follows.

$$V_z = V_H \left(\frac{Z}{H} \right)^\alpha \quad (1)$$

Where V_z is the average wind speed at the height Z above the ground, V_H is the average hub height wind speed, H is the hub height of wind turbine, α is the wind shear coefficient, which is mainly affected by surface roughness.

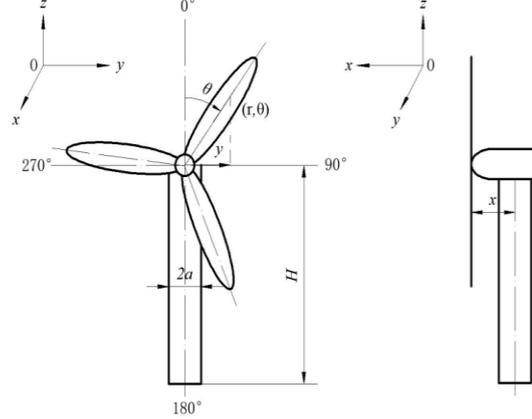


Fig. 1 Wind turbine structural parameters.

The structural parameters of the three-blade horizontal axis wind turbine are defined as shown in Fig. 1. Taking into account the influence of wind shear effect on the wind speed spatial distribution in the wind wheel rotation plane, the formula (1) is converted to a function of r (the radial distance between blade element and rotor axis) and θ (the blade azimuth angle), and W_{ws} is defined as the disturbance coefficient imposed by the wind shear effect on the hub height wind speed, as shown in formula (2).

$$V(r, \theta) = V_H \left(\frac{r \cos \theta + H}{H} \right)^\alpha = V_H [1 + W_{ws}(r, \theta)] \quad (2)$$

Where $V(r, \theta)$ is the wind speed where the radial distance between blade element and rotor axis is r , and the blade azimuth angle is θ ; W_{ws} is the wind shear disturbance coefficient, which characterizes the influence degree of wind shear effect on the wind speed at each point in the wind wheel rotation plane.

The wind shear disturbance coefficient is the partial sum of the last α terms of the Taylor series.

$$W_{ws}(r, \theta) = \alpha \left(\frac{r}{H} \right) \cos \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{r}{H} \right)^2 \cos^2 \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{6} \left(\frac{r}{H} \right)^3 \cos^3 \theta + \dots + \frac{\prod_{j=1}^n (\alpha-j+1)}{n!} \left(\frac{r}{H} \right)^n \cos^n \theta \quad (3)$$

For the three-blade wind turbine, due to the symmetrical distribution of three blades, wind shear effect causes 3P oscillation of aerodynamic torque. The third-order Taylor series expansion can well reflect the wind shear effect, and the subsequent effects are relatively small and can be ignored [8]. Therefore, the approximate expression of wind shear disturbance coefficients by the third-order Taylor series expansion can be easily calculated while retaining the non-linear characteristics of model, which can be expressed as follows.

$$W_{ws}(r, \theta) \approx \alpha \left(\frac{r}{H} \right) \cos \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{r}{H} \right)^2 \cos^2 \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{6} \left(\frac{r}{H} \right)^3 \cos^3 \theta \quad (4)$$

$$V(r, \theta) = V_H \left[1 + \alpha \left(\frac{r}{H} \right) \cos \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{r}{H} \right)^2 \cos^2 \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{6} \left(\frac{r}{H} \right)^3 \cos^3 \theta \right] \quad (5)$$

Assuming that the hub height wind speed is 11 m/s, the wind shear coefficient is 0.3, and the ratio of the radial distance between blade element and rotor axis to hub height is 2/5, 1/2 and 2/3 respectively, the local wind speed of each blade element under different blade azimuth angles is calculated. As shown in Fig. 2, during the process of blade rotation, the local wind speed at each blade element varies periodically with the change of blade azimuth angle, and the greater the radial distance between blade element and rotor axis, the greater the variation of wind speed. Taking blade element at $r/H=2/3$ as an example, the local wind speed first decreases and then increases with the increase of blade azimuth. When blade element is located at the top ($\theta = 0^\circ$), the maximum local wind speed is 12.88m/s, which is 1.88m/s different from the hub height wind speed. When blade element is located at the bottom ($\theta = 180^\circ$), the minimum local wind speed is 8.09m/s, which is 2.91m/s different from the hub height wind speed. The fluctuation of local wind speed in the lower half plane of wind wheel is larger than that in the upper half plane, which corresponds to the exponential distribution of the average wind profile. The main reason is that the closer the wind speed is to the ground, the greater the influence of surface roughness, the more obvious the spatial variation of wind speed. The maximum fluctuation amplitude of local wind speed is 4.79m/s, which is about 43.5% of the hub height wind speed, which indicates that the wind speed spatial distribution in the wind wheel rotation plane has obvious inhomogeneity, which will produce large fluctuation of blade load, aggravate the fatigue loss of blade and cause periodic fluctuation of wind turbine power output.

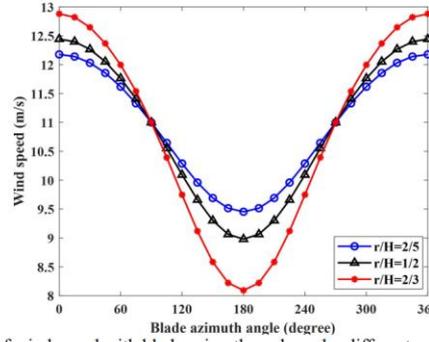


Fig. 2 The variation of wind speed with blade azimuth angle under different radial distances(Wind shear).

Assuming that the hub height wind speed is 11 m/s, the ratio of the radial distance between blade element and rotor axis to hub height is 2/3, and the wind shear coefficient is 0.1, 0.2 and 0.3 respectively, the local wind speed of each blade element under different blade azimuth angles is calculated. As shown in Fig. 3, during the process of blade rotation, the local wind speed at each blade element varies periodically with the change of blade azimuth angle, and the greater the wind shear coefficient, the greater the wind speed fluctuation. When $\alpha = 0.1$, the maximum fluctuation amplitude of local wind speed is 1.65m/s. When $\alpha = 0.2$, the maximum fluctuation amplitude of local wind speed is 3.25m/s. When $\alpha = 0.3$, the maximum fluctuation amplitude of local wind speed is 4.79m/s. The maximum fluctuation amplitude of local wind speed increases approximately linearly with the increase of wind shear coefficient, which indicates that wind shear effect is the key factor causing the uneven spatial distribution of wind speed in the wind wheel rotation plane. For the wind farms in low wind speed region, wind turbines are mostly located in the region of highland with complex terrain and harsh climate, which results in a large wind shear coefficient. The wind speed spatial distribution is more uneven due to the large wind shear effect, which has a more significant impact on wind turbine power output and can not be ignored.

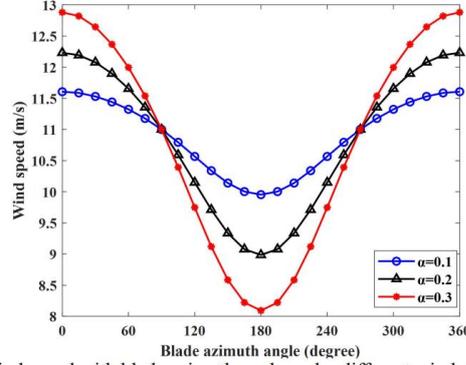


Fig. 3 The variation of wind speed with blade azimuth angle under different wind shear coefficients(Wind shear).

2.2. Tower shadow

Tower shadow effect is a negative effect in the process of wind power generation. When the wind flows through tower, the magnitude and direction of wind vector vary due to the change of airflow distribution. It is generally believed that the tower shadow effect only affects the wind speed spatial distribution in the lower half plane of wind wheel, that is, within the blade azimuth angle $\theta \in (90^\circ, 270^\circ)$. Taking into account the tower shadow effect, the wind speed at any point in the lower half plane of wind wheel can be expressed as follows [27].

$$V(y, x) = V_H + V_{ts}(y, x) = V_H [1 + W_{ts}(y, x)] \quad (6)$$

$$V_{ts}(y, x) = V_0 a^2 \frac{y^2 - x^2}{(y^2 + x^2)^2} = V_0 a^2 \frac{r^2 \sin^2 \theta - x^2}{(r^2 \sin^2 \theta + x^2)^2} \quad (7)$$

Where V_{ts} is the wind speed fluctuation value caused by tower shadow effect, y is the horizontal distance between blade element and rotor axis ($y = r \sin \theta$), x is the distance from the wind wheel rotation plane to the tower center, and a is the tower radius, as shown in Fig. 1. W_{ts} is the tower shadow disturbance coefficient, which characterizes the influence degree of the tower shadow effect on the wind speed at each point in the lower half plane of wind wheel. V_0 is the spatial average wind speed in the wind wheel rotation plane, which is calculated by formula (8).

$$V_0 = \frac{1}{\pi R^2} \int_0^{2\pi} \int_0^R V_H [1 + W_{ws}(r, \theta)] r dr d\theta = V_H \left[1 + \frac{\alpha(\alpha-1)}{8} \left(\frac{R}{H} \right)^2 \right] = m V_H \quad (8)$$

It can be seen from formula (7). When calculating V_{ts} , the reference wind speed chooses the spatial average wind speed V_0 in the wind wheel rotation plane instead of the hub height wind speed V_H . This method will introduce the wind shear effect into the analysis of tower shadow effect, but V_0 and V_H are extremely close, although there are certain defects in the physical sense, it does not introduce too much deviation. Combining formulas (7) and (8) and substituting formulas (6), the wind speed and tower shadow disturbance coefficient at each point in the lower half plane of wind wheel considering tower shadow effect are obtained as follows.

$$V(r, \theta) = V_H \left[1 + m a^2 \frac{r^2 \sin^2 \theta - x^2}{(r^2 \sin^2 \theta + x^2)^2} \right] \quad (9)$$

$$W_{ts}(r, \theta) = m a^2 \frac{r^2 \sin^2 \theta - x^2}{(r^2 \sin^2 \theta + x^2)^2} \quad (10)$$

Based on the structural parameters of 7MW wind turbine, the hub height is 85.8m, the rotor radius is 77.8m, the distance from the wind wheel rotation plane to the tower center is 5.5m, the tower radius is 1.7m. Assuming that the hub height wind speed is 11 m/s, the wind shear coefficient is 0.3, and the radial distance between blade element and rotor axis is 5m, 30m, 55m and 75m respectively, the local wind speed of each blade element under different blade azimuth angles is calculated, as shown in Fig. 4.

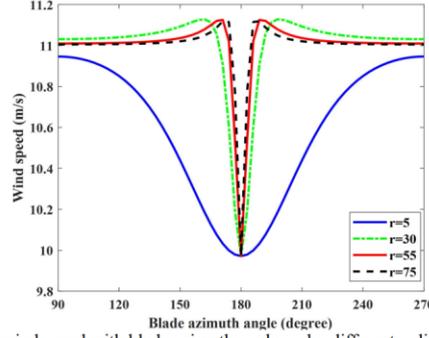


Fig. 4 The variation of wind speed with blade azimuth angle under different radial distances(Tower shadow).

Fig. 4 shows that the same blade element is periodically affected by the tower shadow in the rotation process, which can be divided into three stages according to the influence degree of tower shadow effect. When $\theta \in (0^\circ, 90^\circ)$ and $\theta \in (270^\circ, 360^\circ)$, the tower shadow has almost no effect on local wind speed and can be ignored. When $180^\circ - \arcsin(x/r) < \theta < 180^\circ + \arcsin(x/r)$, which is called the center area of tower shadow, the local wind speed decreases sharply and reaches the minimum at 180° due to the blocking effect of tower. When $90^\circ < \theta < 180^\circ - \arcsin(x/r)$ and $180^\circ + \arcsin(x/r) < \theta < 270^\circ$, which are called the acceleration area, due to the narrow tube effect between tower and blade, the airflow in this area will be squeezed, and the local wind speed will increase slightly, reaching the local maximum at the junction of the center area of tower shadow and the acceleration area. As the radial distance between blade element and rotor axis increases, the blade azimuth range affected by the tower shadow effect gradually decreases. When the radial distance $r=5$, the difference between local wind speed and hub height wind speed is large. Which is most likely because the airflow is also blocked by the hub and the local wind speed is reduced.

2.3. Wind shear and tower shadow

Wind turbines are affected by both wind shear and tower shadow effects in the actual operation process. The wind speed in the upper half plane of wind wheel, that is, the wind speed within the blade azimuth angle $\theta \in (0^\circ, 90^\circ)$ and $\theta \in (270^\circ, 360^\circ)$, which is mainly affected by wind shear effect. The wind speed at any point can be expressed as:

$$V(r, \theta) = V_H \left[1 + \alpha \left(\frac{r}{H} \right) \cos \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{r}{H} \right)^2 \cos^2 \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{6} \left(\frac{r}{H} \right)^3 \cos^3 \theta \right] \quad (11)$$

The wind speed in the lower half plane of wind wheel, that is, the wind speed within the blade azimuth angle $\theta \in (90^\circ, 270^\circ)$, which is mainly affected by both wind shear and tower shadow effects. The wind speed at any point can be expressed as:

$$\begin{aligned} V(r, \theta, x) &= V_H [1 + W_{ws}(r, \theta)] [1 + W_{ts}(r, \theta, x)] \\ &= V_H [1 + W_{ws}(r, \theta) + W_{ts}(r, \theta, x) + W_{ws}(r, \theta) W_{ts}(r, \theta, x)] \end{aligned} \quad (12)$$

Since the value of item $W_{ws}(r, \theta)W_{ts}(r, \theta, x)$ is extremely small and can be ignored, it is simplified as:

$$V(r, \theta, x) \approx V_H [1 + W_{ws}(r, \theta) + W_{ts}(r, \theta, x)] \quad (13)$$

By substituting formulas (4) and (10) into formulas (13), the wind speed at any point in the lower half plane of wind wheel can be obtained:

$$V(r, \theta, x) = V_H \left[1 + \alpha \frac{r}{H} \cos \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{r}{H} \right)^2 \cos^2 \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{6} \left(\frac{r}{H} \right)^3 \cos^3 \theta + ma^2 \frac{r^2 \sin^2 \theta - x^2}{(r^2 \sin^2 \theta + x^2)^2} \right] \quad (14)$$

Based on the above-mentioned structural parameters of 7MW wind turbine, assuming that the hub height wind speed is 11m/s and the wind shear coefficient is 0.1, and the radial distance between blade element and rotor axis is 30m, the local wind under different blade azimuth angles is calculated when considering only the wind shear effect, only the tower shadow effect

and the combined effects of wind shear and tower shadow, as shown in Fig. 5.

Fig. 5 shows that the wind speed spatial distribution is only affected by wind shear effect when the blade element is located in the upper half plane of wind wheel, i.e. the blade azimuth angle is within the range $0^\circ < \theta < 90^\circ$ and $270^\circ < \theta < 360^\circ$, and the local wind speed are larger than the hub height wind speed. When the blade element is in the acceleration area, i.e. the blade azimuth angle is within the range $90^\circ < \theta < 176.87^\circ$ or $183.13^\circ < \theta < 270^\circ$, the wind speed spatial distribution is affected by the combined effects of wind shear and tower shadow, which have opposite effects, but wind shear effect is dominant, and the local wind speed at blade element is all less than the hub height wind speed. When the blade element is in the center area of tower shadow, i.e. the blade azimuth angle is within the range $176.87^\circ < \theta < 183.13^\circ$, the wind speed spatial distribution is affected by the combined effects of wind shear and tower shadow, but the tower shadow effect dominates and the local wind speed decreases sharply. When the blade azimuth angle is 180° , the local wind speed reaches the minimum value of 9.49m/s, which decreases by about 14% compared to the hub height wind speed. The results show that the combined effects of wind shear and tower shadow cause the obvious inhomogeneity of the wind speed spatial distribution in the wind wheel rotation plane, and the hub height wind speed is not enough to represent the actual wind speed effect in the wind wheel rotation plane.

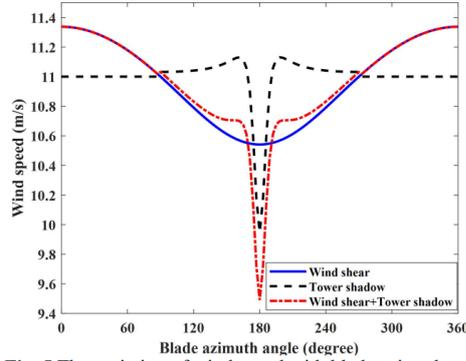


Fig. 5 The variation of wind speed with blade azimuth angle.

3. Rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent torque

The above influence analysis of wind shear and tower shadow effect on wind speed spatial distribution show that the spatial distribution of wind speed in the wind wheel rotation plane is uneven, and the non-uniformity becomes more obvious with the increase of rotor diameter and tower height. Therefore, the hub height wind speed is not sufficient to represent the actual wind speed effect in the whole wind wheel rotation plane, which could bring large errors in wind power prediction and theoretical power calculation. To solve this problem, Dolan et al. [22] put forward the rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent torque, which follows the momentum conservation law, that is, the rotor equivalent wind speed has the same mechanical torque with the actual wind speed in the whole wind wheel rotation plane. The instantaneous rotor equivalent wind speed based on equivalent torque is as follows.

$$V_{eq}(\theta) = \begin{cases} V_H \left[1 + \frac{\alpha(\alpha-1)}{8} \left(\frac{R}{H} \right)^2 + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{60} \left(\frac{R}{H} \right)^3 \cos 3\theta \right], & \text{others} \\ V_H \left[1 + \frac{\alpha(\alpha-1)}{8} \left(\frac{R}{H} \right)^2 + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{60} \left(\frac{R}{H} \right)^3 \cos 3\theta \right. \\ \left. + \frac{2ma^2}{3R^2} \sum_{i=1}^3 \left[\frac{\ln \left(\frac{R^2 \sin^2 \theta_i + 1}{x^2} \right)}{2 \sin^2 \theta_i} - \frac{R^2}{x^2 + R^2 \sin^2 \theta_i} \right] \right], & \frac{\pi}{2} < \theta < \frac{3\pi}{2} \end{cases} \quad (15)$$

Since the instantaneous rotor equivalent wind speed varies periodically with the change of blade azimuth angle, the average rotor equivalent wind speed in the wind wheel rotation plane can be obtained.

$$\overline{V_{eq}} = \frac{\int_0^{2\pi} V_{eq}(\theta) d\theta}{2\pi} = V_H \left[1 + \frac{\alpha(\alpha-1)}{8} \left(\frac{R}{H} \right)^2 - \frac{2ma^2}{R^2} \right] \quad (16)$$

The rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent torque is based on the equivalent mechanical torque without considering wind turbine operation characteristics, which cannot match the actual power control effect of wind

turbine, thus ignoring the power loss caused by the actual control deviation. Because in the actual operation of wind turbine, different power control strategies are used in different wind speed stages, and the actual control deviation will cause the mechanical torque to deviate from the ideal value, thus the model based on equivalent torque cannot effectively reflect the actual power control effect of different control stages. To address this problem, the rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent power is proposed with comprehensively considering wind shear, tower shadow and wind turbine operation characteristics in this paper, that is, the rotor equivalent wind speed has the same output power with the actual wind speed in the whole wind wheel rotation plane.

4. Rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent power

4.1. Wind turbine operation characteristics

The important operation characteristics of variable-pitch variable-speed wind turbine are the switch features of operation conditions vary with wind speed. With the change of wind speed, wind turbine switches between different operation conditions. Due to the different control objectives and strategies under each operation condition, the variation of wind turbine power output and rotor speed is also different [28]. Fig. 6 is the rotor speed-power curve corresponding to the active power control strategy of variable-pitch variable-speed wind turbine [29-30], which is mainly divided into four control stages: the starting and grid-connected control, the maximum power point tracking control, the constant rotor speed control and the constant wind power control. (1) The starting and grid-connected control stage (segment AB). When wind speed reaches the cut-in wind speed and maintains a certain time, the wind turbine is released from braking control and enters the stage of starting and grid-connected control, and its main control objectives is to achieve the rotor speed-up and grid-connected of wind turbine. (2) The maximum power point tracking control stage (segment BC). When wind speed is lower than the rated wind speed, the wind turbine enters the maximum power point tracking control stage, and its main control objectives is to maximize the use of wind energy and increase the power generation of wind turbine. The main control strategy is to keep the optimal pitch angle constant (generally $2^\circ \sim 3^\circ$), the rotor speed is controlled by the excitation adjustment to track maximum power point. (3) The constant rotor speed control stage (segment CD). When rotor speed reaches the limit value and wind power does not reach the rated power, the wind turbine enters the constant rotor speed control stage, and the rotor speed is no longer increased, but the output power is still increased by the excitation control. (4) The constant wind power control stage (segment DE). When wind speed exceeds the rated wind speed, the wind turbine enters the constant wind power control stage, and the output power is maintained near the rated power mainly through pitch control without exceeding the power limit. In the actual operation process of wind turbine, due to the different control algorithms, the actual control effect of each stage may deviate from the ideal states, resulting in different torque and power output characteristics.

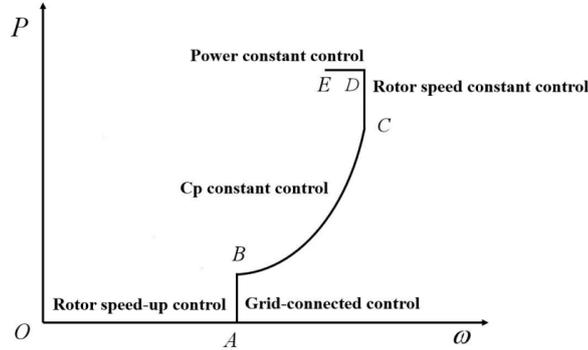


Fig. 6 The rotor speed-power curve of variable-pitch variable-speed wind turbine.

4.2. Rotor equivalent wind speed calculation model based on equivalent power

Wind wheel is one of the key components of wind turbine, and its function is to convert wind energy into mechanical energy. According to the principle of aerodynamics, the output mechanical power and torque of wind turbine are deduced as follows.

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (17)$$

$$T = \frac{P}{\Omega} = \frac{\rho A V^3 C_p(\lambda, \beta)}{2\Omega} = \frac{1}{2} \rho A R V^2 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (18)$$

Where V is the hub height wind speed, ρ is the air density, A is the rotor swept area, R is the rotor radius, β is the pitch angle, λ is the blade tip speed ratio ($\lambda = \frac{R\Omega}{V}$), Ω is the rotor speed, and $C_p(\lambda, \beta)$ is the power coefficient corresponding to the hub height wind speed, which does not exceed 0.593 according to the Betz momentum theory.

For three-blade horizontal-axis wind turbines, the aerodynamic torque generated by wind speed can be defined as [27]:

$$T(\theta) = 3M(V_0) + \sum_{i=1}^3 \int_{r_0}^R \psi(r) [V(r, \theta) - V_0] dr \quad (19)$$

Where r_0 is the hub radius, $\psi(r)$ is the aerodynamic torque influence coefficient, and its empirical formula is:

$$\psi(r) = kr \quad (20)$$

Since the effect of rotor equivalent wind speed on wind turbine is consistent with the actual wind speed, based on the principle of equivalent power, the actual wind speed $V(r, \theta)$ of each point in the wind wheel rotation plane is replaced by the equivalent wind speed $V_{eq}(\theta)$, and the substitution formula (19) can be obtained.

$$T(\theta) = 3M(V_0) + \sum_{i=1}^3 \int_{r_0}^R \psi(r) [V_{eq}(\theta) - V_0] dr \quad (21)$$

Define $\Delta V = V_{eq}(\theta) - V_0$, since the hub radius r_0 is much smaller than the rotor radius R, which can be ignored, and the calculation can be obtained.

$$T(\theta) = 3M(V_0) + \frac{3kR^2}{2} \Delta V \quad (22)$$

The partial differential linearization of the torque formula (18) at (V_0, λ_0) is obtained as follows.

$$T(\theta) = T(\theta) \Big|_{\lambda=\lambda_0}^{V=V_0} + \frac{\partial T(\theta)}{\partial V} \Big|_{\lambda=\lambda_0} \Delta V = \frac{1}{2} \rho A R V_0^2 \frac{C_p(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} + \rho A R V_0 \frac{C_p(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} \Delta V \quad (23)$$

Where λ_0 is the tip speed ratio corresponding to the spatial average wind speed V_0 , and $C_p(\lambda_0, \beta_0)$ is the power coefficient corresponding to the spatial average wind speed V_0 .

Combining formulas (22) and (23) can be obtained:

$$3M(V_0) = \frac{1}{2} \rho A R V_0^2 \frac{C_p(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} \quad (24)$$

$$k = \frac{2 \rho A V_0 C_p(\lambda_0, \beta_0)}{3R \lambda_0} \quad (25)$$

Substituting formula (24) and formula (25) into formula (19), the formula for calculating wind turbine aerodynamic torque can be obtained as follows.

$$T(\theta) = \frac{1}{2} \rho A R V_0^2 \frac{C_p(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} + \frac{2 \rho A V_0 C_p(\lambda_0, \beta_0)}{3R \lambda_0} \sum_{i=1}^3 \int_{r_0}^R [V(r, \theta) - V_0] r dr \quad (26)$$

Substituting formula (11) into formula (26), the formula for calculating the aerodynamic torque of the upper half plane of wind wheel can be obtained:

$$T(\theta) = \frac{1}{2} \rho A R V_0^2 \frac{C_p(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} + \frac{2 \rho A V_0 C_p(\lambda_0, \beta_0)}{3R \lambda_0} \sum_{i=1}^3 \int_{r_0}^R r \left[\begin{aligned} &1 + \alpha \frac{r}{H} \cos \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{r}{H} \right)^2 \cos^2 \theta + \\ &\frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{6} \left(\frac{r}{H} \right)^3 \cos^3 \theta - m \end{aligned} \right] V_H dr \quad (27)$$

Substituting formula (14) into formula (26), the formula for calculating the aerodynamic torque of the lower half plane of wind wheel can be obtained:

$$T(\theta) = \frac{1}{2} \rho A R V_0^2 \frac{C_p(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} + \frac{2 \rho A V_0 C_p(\lambda_0, \beta_0)}{3R \lambda_0} \sum_{i=1}^3 \int_{r_0}^R r \left[1 + \alpha \frac{r}{H} \cos \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{r}{H} \right)^2 \cos^2 \theta + \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{6} \left(\frac{r}{H} \right)^3 \cos^3 \theta + m \left(a^2 \frac{r^2 \sin^2 \theta - x^2}{(r^2 \sin^2 \theta + x^2)^2} - 1 \right) \right] V_H dr \quad (28)$$

For the three-blade wind turbine, the corresponding relations of blade azimuth angles are $\theta_1 = \theta$, $\theta_2 = \theta_1 + \frac{2\pi}{3}$ and $\theta_3 = \theta_2 + \frac{4\pi}{3}$, and the calculation can be obtained:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^3 \cos \theta_i = 0 \\ \sum_{i=1}^3 \cos^2 \theta_i = \frac{3}{2} \\ \sum_{i=1}^3 \cos^3 \theta_i = \frac{3}{4} \cos 3\theta \end{cases} \quad (29)$$

Since the hub radius r_0 is much smaller than the rotor radius R , which can be ignored. Therefore, the aerodynamic torque at each point in the wind wheel rotation plane can be calculated as:

$$T(\theta) = \begin{cases} \frac{1}{2} \rho A R V_0^2 \frac{C_p(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} + \frac{2 \rho A V_0 C_p(\lambda_0, \beta_0)}{3R \lambda_0} V_H \left[\frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{40} \left(\frac{R^5}{H^3} \right) \cos 3\theta \right] & , \text{ others} \\ \frac{1}{2} \rho A R V_0^2 \frac{C_p(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} + \frac{2 \rho A V_0 C_p(\lambda_0, \beta_0)}{3R \lambda_0} V_H \left\{ \frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{40} \left(\frac{R^5}{H^3} \right) \cos 3\theta + m \alpha^2 \sum_{i=1}^3 \left[\frac{\ln \left(\frac{R^2 \sin^2 \theta_i + 1}{x^2} \right)}{2 \sin^2 \theta_i} - \frac{R^2}{x^2 + R^2 \sin^2 \theta_i} \right] \right\} & , \frac{\pi}{2} < \theta < \frac{3\pi}{2} \end{cases} \quad (30)$$

The instantaneous mechanical power absorbed by wind wheel can be expressed as:

$$P(\theta) = T(\theta) \Omega \quad (31)$$

According to formula (30), the instantaneous mechanical power absorbed by wind wheel varies periodically with the change of blade azimuth angle, and the average mechanical power is obtained in the whole wind wheel rotation plane as follows.

$$P = \frac{\int_0^{2\pi} P(\theta) d\theta}{2\pi} = \frac{\rho A V_0^2 \Omega C_p(\lambda_0, \beta_0)}{2R \lambda_0} (R^2 - 4a^2) \quad (32)$$

Based on the principle of equivalent power, the rotor mechanical power can be expressed as:

$$P_{eq} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A V_{eq}^3 = P \quad (33)$$

Combining formulas (30), (31) and (33), the instantaneous rotor equivalent wind speed is obtained:

$$V_{eq}(\theta) = \begin{cases} \frac{R\Omega V_0^2}{C_P(\lambda, \beta)} \frac{C_P(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} \left[1 + \frac{4V_H}{3R^2 V_0} \left(\frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{40} \left(\frac{R^5}{H^3} \right) \cos 3\theta \right) \right] & , \text{ others} \\ \frac{\Omega}{C_P(\lambda, \beta)} \frac{C_P(\lambda_0, \beta_0)}{\lambda_0} m V_H^2 \left\{ mR + \frac{4}{3R} \left[\frac{\alpha(\alpha-1)(\alpha-2)}{40} \left(\frac{R^5}{H^3} \right) \cos 3\theta + \right. \right. \\ \left. \left. ma^2 \sum_{i=1}^3 \left[\frac{\ln \left(\frac{R^2 \sin^2 \theta_i + 1}{x^2} \right)}{2 \sin^2 \theta_i} - \frac{R^2}{x^2 + R^2 \sin^2 \theta_i} \right] \right\} & , \frac{\pi}{2} < \theta < \frac{3\pi}{2} \end{cases} \quad (34)$$

Combining formulas (32) and (33), the average rotor equivalent wind speed is obtained:

$$\overline{V}_{eq} = \sqrt[3]{\frac{(R^2 - 4a^2) \Omega C_P(\lambda_0, \beta_0)}{C_P(\lambda, \beta) R \lambda_0} V_H^2 \left[1 + \frac{\alpha(\alpha-1)}{8} \frac{R^2}{H^2} \right]^2} \quad (35)$$

5. Case study

5.1. Rotor equivalent wind speed variation analysis with different parameters

5.1.1. Wind turbine design parameters

According to the rotor equivalent wind speed calculation model based on equivalent power, the rotor equivalent wind speed for specific wind turbine varies with the wind shear coefficient α , blade azimuth angle β , and hub height wind speed V_H . Therefore, the variation law of rotor equivalent wind speed with different parameters in different control stages of wind turbines is qualitatively analyzed using the design data of wind turbines with different capacities. The design parameters of wind turbine are shown in Table 1. The static wind turbine power curve and the power coefficient corresponding to different pitch angles are simulated and calculated by the Bladed software.

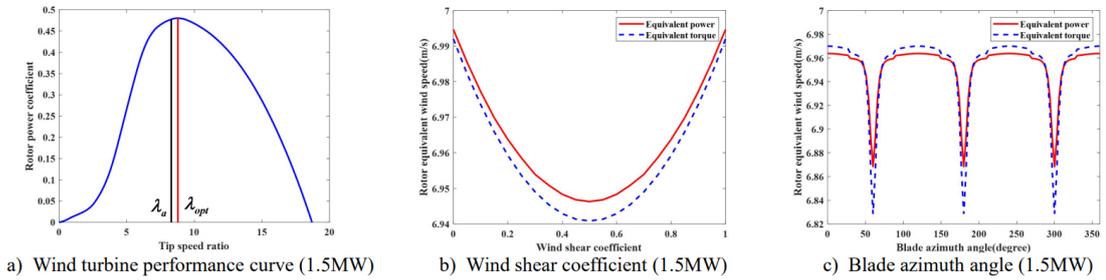
Table 1

Wind turbine design parameters.

Wind turbine	#1	#2	#3	#4
Rated power	1.5MW	2MW	5MW	7MW
Rated wind speed	12m/s	11m/s	10m/s	11m/s
Rated rotor speed	17.6rpm	18rpm	11.4rpm	12rpm
Hub height	80m	61.5m	95m	85.8m
Rotor diameter	77.42m	86.656m	165.365m	155.6m
Tower radius	1.885m	0.95m	3.2m	1.7m
The distance from the wind wheel rotation plane to tower center	4.08m	3.7m	4.708m	5.5m

5.1.2. Rotor equivalent wind speed variation analysis

Assuming that the hub height wind speed is 7 m/s and wind shear coefficient is 0.3, the formula (8) is used to calculate the spatial average wind speed, and its corresponding tip speed ratio is obtained. The power coefficient corresponding to the spatial average wind speed, the theoretical power coefficient and rotor speed corresponding to the hub height wind speed are determined using the look-up table method, and then the average rotor equivalent wind speed is calculated by formula (16) and (35). In addition, the instantaneous rotor equivalent wind speed is calculated by formula (15) and (34), as shown in Fig. 7.



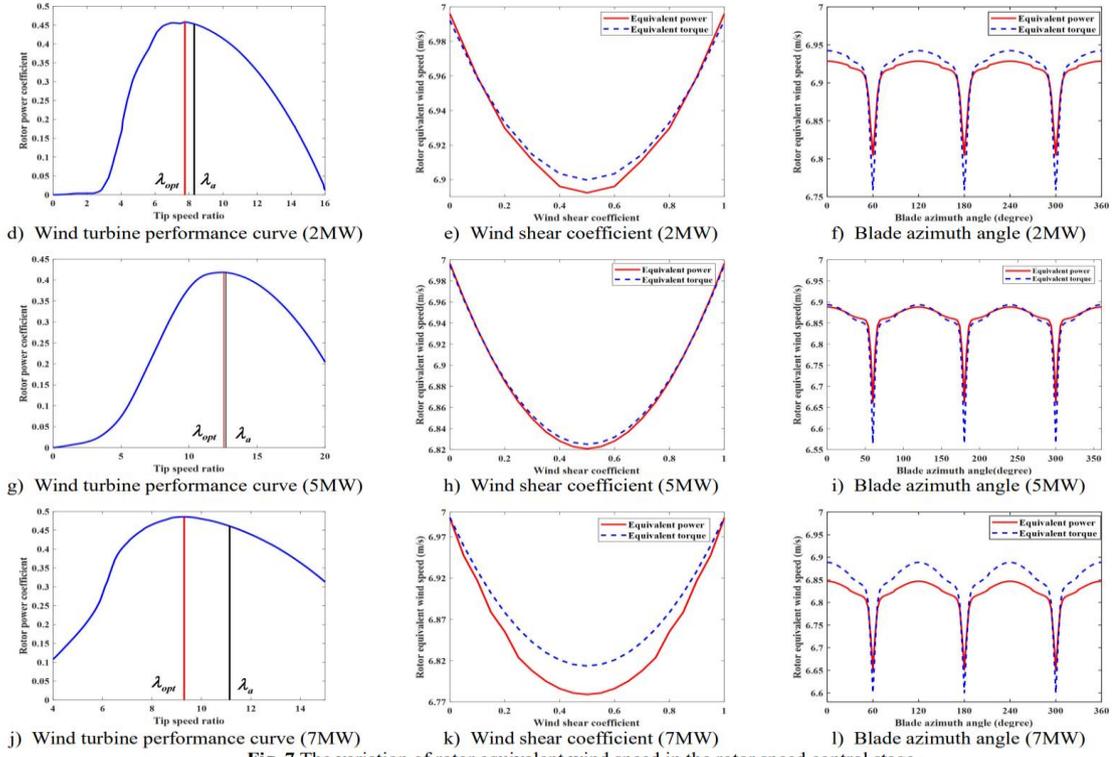


Fig. 7 The variation of rotor equivalent wind speed in the rotor speed control stage.

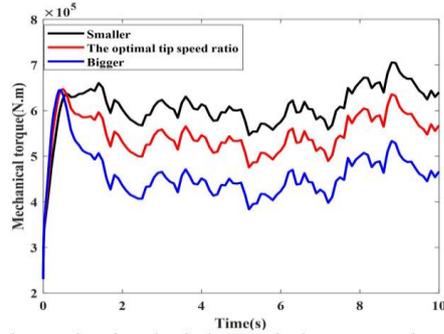


Fig. 8 The simulation results of mechanical torque in the rotor speed control stage(1.5MW).

Fig. 7 shows the variation of rotor equivalent wind speed in the rotor speed control stage. As shown in Fig. 7 (b), the average rotor equivalent wind speed of the two models is less than hub height wind speed, which decreases first and then increases with the increase of wind shear coefficient, and reaches the minimum value when the wind shear coefficient is 0.5. However, the wind shear coefficient of actual wind farm usually does not reach 0.5, so the average rotor equivalent wind speed in the actual wind farm decreases gradually with the increase of wind shear coefficient. Comparing Fig. 7 (b) (e) (h) (k), the average rotor equivalent wind speed of wind turbines with different capacities has similar changes with wind shear coefficient, however, there are still some differences that the average rotor equivalent wind speed based on the equivalent power model of the 1.5MW wind turbine is greater than that based on the equivalent torque model, which is exactly the opposite of the

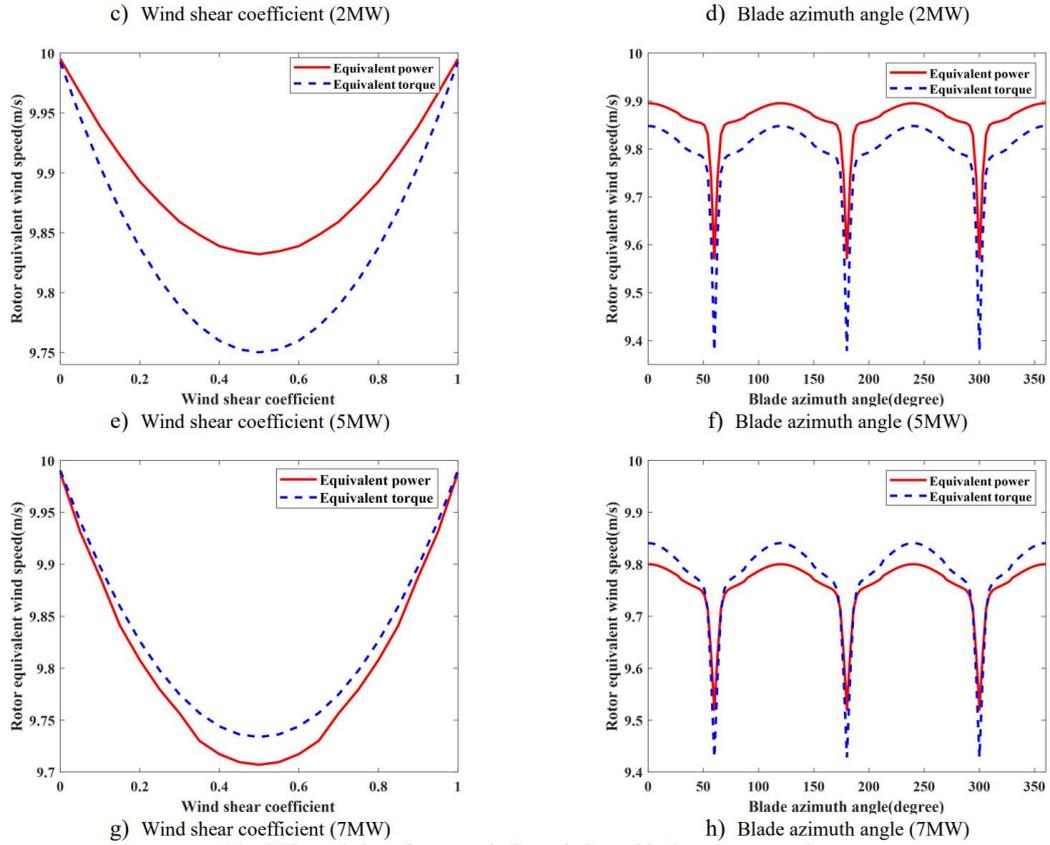


Fig. 9 The variation of rotor equivalent wind speed in the torque control stage.

Fig. 9 shows the variation of rotor equivalent wind speed in the torque control stage. As shown in Fig. 9, the variation law of equivalent wind speed with wind shear coefficient and blade azimuth angle in the torque control stage is similar to that in the rotor speed control stage. As shown in Fig. 9 (a) (c) (e), the rotor equivalent wind speed based on equivalent power model is greater than that based on equivalent torque model, the main reason is that when wind turbine is in the torque control stage, the rotor speed remains the rated constant, while the output power is still increasing, which is equivalent to increasing the mechanical torque. Therefore, the rotor equivalent wind speed based on the equivalent power model is greater than that based on the equivalent torque model. As shown in Fig. 9 (g), the rotor equivalent wind speed calculation result of 7MW wind turbine is opposite to other wind turbines, which is mainly because the actual tip speed ratio is far greater than the design optimal tip speed ratio in the rotor speed control stage. When it is in the torque control stage, the actual tip speed ratio decreases with the increase of wind speed, and the capture capacity of wind wheel increases. Therefore, the rotor equivalent wind speed based on the equivalent torque model is greater than that base on the equivalent power model. It should be noted that this situation is relatively rare under the normal control of wind turbines. As shown in Fig. 9 (b) (d) (f) (h), the difference between the two models of 5MW wind turbine is different from other wind turbines, the main reason is that the wind speed at this time is close to the rated wind speed, and the influence of wind speed change on output power decreases gradually, hence the rotor equivalent wind speed is close to the hub height wind speed.

Assuming that the wind shear coefficient is 0.3 and the hub height wind speed ranges from 4 to 25 m/s, the variation of average rotor equivalent wind speed of 2MW and 7MW wind turbines is calculated and analyzed by formula (16) and (35), and the deviation between the average rotor equivalent wind speed and hub height wind speed is calculated, as shown in Fig. 10.

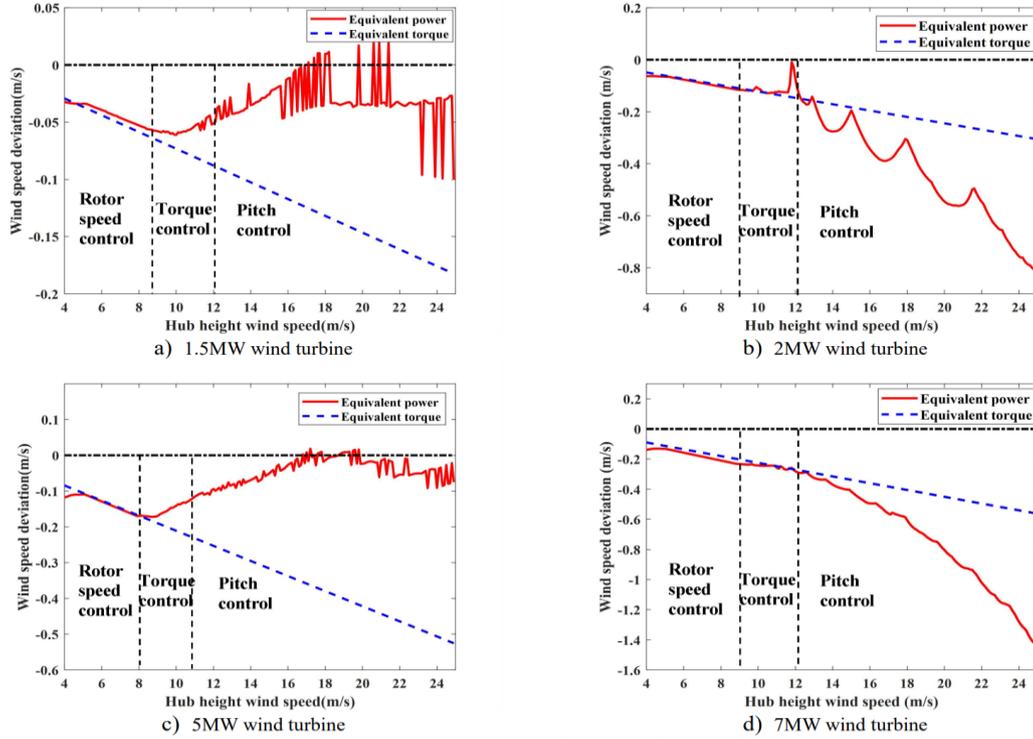


Fig. 10 The variation of rotor equivalent wind speed with hub height wind speed.

Fig. 10 shows the variation of rotor equivalent wind speed with hub height wind speed. As shown in Fig. 10, wind speed deviation is the difference between the rotor equivalent wind speed and the hub height wind speed. The wind speed deviation based on the equivalent torque model increases linearly with the increase of hub height wind speed, however, the wind speed deviation based on the equivalent power model presents different variation rules in different wind speed ranges, i.e. different control stages of wind turbines. The variation law of rotor equivalent wind speed in the rotor speed and torque control stages have been fully analyzed above. In the pitch control stage, wind turbine maintains constant power operation by adjusting the pitch angle, the wind speed deviation is affected by the effect of pitch control and wind turbine performance characteristics, which has little effect on wind power prediction and theoretical power calculation. In summary, the proposed model can effectively reflect the variation law of rotor equivalent wind speed under the actual control effect of different control stages, which matches the actual power control effect of wind turbine and contains the power loss caused by actual power control deviation.

5.2. Wind turbine theoretical power calculation

5.2.1. Data

Since it is difficult to obtain the detailed wind turbine design parameters and its corresponding measured data at the same time, the validity of the proposed model is verified only by using design parameters and measured data of the above-mentioned 2MW and 5MW wind turbines. The measured data includes the hub height wind speed, measured power and wind speed at different heights of anemometer tower. The data time span of 2MW wind turbine is from 00:00 on January 1st 2017 to 23:45 on December 31st 2017, and 5MW wind turbine is from 00:00 on January 1st 2018 to December 31 23:45. The time resolution of the data is 15min. According to formula (1), the wind shear coefficient of wind farm in different seasons is calculated by using the wind speed at different heights of anemometer tower.

5.2.2. Performance criteria

In order to quantitatively evaluate the validity of the proposed model, Root Mean Square Error (RMSE) and Mean Absolute Error (MAE) are used to calculate the model error. RMSE is used to evaluate the overall deviation of wind turbine theoretical power, and MAE is used to evaluate the relative absolute deviation of wind turbine theoretical power. The calculation formulas of the two indicators are as follows.

$$RMSE = \frac{1}{P_N} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_i - P_i')^2}{n}} \quad (36)$$

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |P_i - P_i'|}{nP_N} \quad (37)$$

Where P_N is the rated power of wind turbine, P_i and P_i' are the actual power and theoretical power of wind turbine at time i respectively, and n is the number of data.

5.2.3. Wind turbine theoretical power calculation results

The theoretical power of wind turbines are calculated based on the above-mentioned rotor equivalent wind speed calculation models, and compared with hub height wind speed and the actual power of wind turbines under normal operation condition, it should be pointed out that the theoretical power is generally considered to be close to the actual power under normal operation condition of wind turbine. The error statistical results of wind turbine theoretical power calculation are shown in Table 2, which only shows the calculation results of any day in different seasons.

Table 2

The error statistical results of wind turbine theoretical power calculation.

Wind turbines	Seasons	Rotor equivalent wind speed based on equivalent torque		Rotor equivalent wind speed based on equivalent power		Hub height wind speed	
		RMSE	MAE	RMSE	MAE	RMSE	MAE
2MW	Spring	2.68%	2.40%	2.24%	1.94%	3.38%	3.11%
	Summer	2.03%	1.72%	1.81%	1.49%	2.38%	2.07%
	Autumn	2.18%	1.87%	1.91%	1.60%	2.59%	2.27%
	Winter	2.16%	1.93%	1.92%	1.69%	2.46%	2.22%
5MW	Spring	8.03%	5.47%	7.23%	4.81%	8.71%	6.05%
	Summer	7.61%	5.50%	7.31%	5.28%	8.13%	5.69%
	Autumn	6.98%	5.80%	5.53%	6.61%	8.54%	7.43%
	Winter	4.48%	3.17%	3.25%	2.27%	5.40%	4.03%

As shown in Table 2, the theoretical power calculation results based on rotor equivalent wind speed are better than those based on hub height wind speed, among the theoretical power calculation models based on rotor equivalent wind speed, the model based on equivalent power has higher accuracy, which mainly because that the proposed model contains the power loss caused by actual power control deviation, and is more in line with the actual power control effect of wind turbines. However, the theoretical power calculation accuracy is not significantly improved, the main reason is that the wind shear coefficient is not large in the area where the two wind turbines are located, which are approximately 0.16 and 0.2 respectively, thus the difference cannot be well highlighted in the calculation accuracy of wind turbine theoretical power.

In order to highlight the difference in wind turbine theoretical power calculation results, the annual power generation is counted, as shown in Table 3.

Table 3

The statistics of wind turbine annual theoretical power generation.

	Annual power generation (MWh)	
	2MW	5MW
Rotor equivalent wind speed based on equivalent torque	2162.7	14641
Rotor equivalent wind speed based on equivalent power	2105.3	14613
Hub height wind speed	2231.8	15198
Wind turbine actual power generation	1971.4	12560

As shown in Table 3, the deviation between the annual power generation based on the hub height wind speed and the actual annual power generation is the most obvious, and the calculation results of the rotor equivalent wind speed based on equivalent power are closer to the actual power generation. Compared with the rotor equivalent wind speed based on equivalent torque, the difference of 2MW wind turbine is more obvious than that of 5MW wind turbine, the main reason is that the control effect of 5MW wind turbine is better than that of 2MW wind turbine and more close to the ideal control effect, which is just corresponding to the analysis in Section 5.1.2 above. In summary, the proposed rotor equivalent wind speed calculation model can effectively reflect the power loss caused by the actual control deviation, and reduce the wind turbine theoretical power generation calculation error, which can provide theoretical and data basis for the reduction coefficient setting of wind turbine.

6. Conclusions

This paper proposed a novel rotor equivalent wind speed calculation method based on equivalent power considering wind

shear, tower shadow and wind turbine operation characteristics, and the rationality and validity of the proposed model were evaluated qualitatively and quantitatively from different power control stages and theoretical power calculation. The conclusions are as follows.

- (1) The rotor equivalent wind speed calculation model based on equivalent power comprehensively takes into account wind shear, tower shadow and wind turbines operation characteristics, and the rotor equivalent wind speed has the same output power with the actual wind speed in the whole wind wheel rotation plane.
- (2) Compared with the model based on equivalent torque, the proposed model can effectively reflect the variation law of rotor equivalent wind speed under the actual control effect of different control stages, which matches the actual power control effect of wind turbine and contains the power loss caused by actual power control deviation.
- (3) The calculation accuracy of wind turbine theoretical power obtained by the rotor equivalent wind speed calculation model based on equivalent power was effectively improved compared to the rotor equivalent wind speed calculation model based on equivalent torque and hub height wind speed, which can provide theoretical and data basis for the reduction coefficient setting of wind turbine.
- (4) Future research plan: (i) The proposed rotor equivalent wind speed calculation model does not consider the influence of blade airfoil, hence we plan to further research the rotor equivalent wind speed calculation method based on the blade element-momentum theory. (ii) The wind shear coefficient used in the proposed model is the average wind shear coefficient to simplify the calculation, but wind shear coefficient varies dynamically with the change of altitude in the actual conditions, and under the condition of non-neutral atmospheric stability, the wind speed profile does not completely obey the logarithmic or exponential distribution rate. Therefore, we plan to study the function of wind shear coefficient varying with height and apply it to the rotor equivalent wind speed calculation model.

Acknowledgments

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2017YFE0109000).

References

- [1] Demolli Halil, Dokuz Ahmet Sakir, Ecemis Alper, Gokcek Murat. Wind power forecasting based on daily wind speed data using machine learning algorithms[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 198:111823. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111823>.
- [2] Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2016-Annual Market Update[R]. 2017.
- [3] Ashuri Turaj, Zaaier Michiel B, Martins Joaquim R R A, Zhang Jie. Multidisciplinary design optimization of large wind turbines-Technical, economic, and design challenges[J]. *Energy Conversion and Management*, 2016, 123:56-70. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.004>.
- [4] Rehman Shafiqur, Al-Abbadi Naif M. Wind shear coefficients and their effect on energy production[J]. *Energy Conversion and Management*, 2005, 46(15-16):2578-2591. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.12.005>.
- [5] Mohammadi Ebrahim, Fadaeinedjad Roohollah, Naji Hamid Reza. Using a new wind turbine emulator to analyze tower shadow and yaw error effects[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 174:378-387. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.08.049>.
- [6] Emeksiz Cem, Tugce Cetin. In case study: Investigation of tower shadow disturbance and wind shear variations effects on energy production, wind speed and power characteristics[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2019, 35:148-159. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.07.004>.
- [7] Wen Binrong, Wei Sha, Wei Kexiang, Yang Wenxian, Peng Zhike, Chu Fulei. Influences of wind shear and tower shadow on the power output of wind turbine [J]. *Chinese Journal of Mechanical Engineering*, 2018, 54(10):124-132. <https://doi.org/10.3901/JME.2018.10.124>.
- [8] Wharton Sonia, Lundquist Julie K. Atmospheric stability affects wind turbine power collection[J]. *Environmental Research Letters*, 2012, 7(1):014005. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/7/1/014005>.
- [9] Shen Xin, Zhu Xiaocheng, Du Zhaohui. Wind turbine aerodynamics and loads control in wind shear flow[J]. *Energy*, 2011, 36(3):1424-1434. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.01.028>.
- [10] Holtslag M C, Bierbooms W A A M, Van Bussel G J W. Extending the diabatic surface layer wind shear profile for offshore wind energy[J]. *Renewable Energy*, 2017, 101:96-110. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.031>.
- [11] Sintra H, Mendes V M F, Melicio R. Modeling and simulation of wind shear and tower shadow on wind turbines[J]. *Procedia Technology*, 2014, 17:471-477. <https://doi.org/10.1016/j.protecy.2014.10.255>.
- [12] Zhang Mingming, Yu Wei, Xu Jianzhong. Aerodynamic physics of smart load control for wind turbine due to extreme wind shear[J]. *Renewable Energy*, 2014, 70(5):204-210. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.046>.
- [13] Gualtieri Giovanni. Atmospheric stability varying wind shear coefficients to improve wind resource extrapolation: A temporal analysis[J]. *Renewable Energy*, 2016, 87:376-390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.034>.
- [14] Pedersen R R, Nielsen S R K, Thoft-Christensen P. Stochastic analysis of the influence of tower shadow on fatigue life of wind turbine blade[J]. *Structural Safety*, 2012, 35:63-71. <https://doi.org/10.1016/j.strusafe.2011.12.005>.
- [15] Choukulkar Aditya, Pichugina Yelena, Clack Christopher T M, Calhoun Ronald. A new formulation for rotor equivalent wind speed for wind resource assessment and wind power forecasting[J]. *Wind Energy*, 2016, 19(8):1439-1452. <https://doi.org/10.1002/we.1929>.

ХАВСРАЛТ – 2



СТАНДАРТ, ХЭМЖИЛ ЗҮЙН ГАЗРЫН ДАРГЫН ТУШААЛ

2021 оны 11 сарын 19 өдөр

Дугаар С/58

Улаанбаатар хот

Үндэсний стандарт шинээр батлах тухай

Засгийн газрын агентлагийн эрх зүйн байдлын тухай хуулийн 8 дугаар зүйлийн 8.4 дэх хэсэг, Стандартчилал, техникийн зохицуулалт, тохирлын үнэлгээний итгэмжлэлийн тухай хуулийн 9 дүгээр зүйлийн 9.1, 9.3 дахь хэсэг, 11 дүгээр зүйлийн 11.3.1, 11.3.3, 11.3.4 дэх заалт, Эрчим хүчний стандартчиллын техникийн хороо /ТХ 11/-ны 2021 оны 11 дүгээр сарын 08-ний өдрийн цахим хуралдааны дүгнэлтийг тус тус үндэслэн ТУШААХ нь:

1. Хавсралтад дурдсан 2 стандартыг улсын хэмжээнд хэрэглэхээр хүлээн зөвшөөрч үндэсний стандартаар шинээр баталсугай.
2. Шинээр баталсан стандартыг улсын мэдээллийн нэгдсэн санд бүртгэсэн өдрөөс эхлэн мөрдсүгэй.
3. Стандартыг мэдээлэх, сурталчилах ажлыг зохион байгуулахыг Эрчим хүчний зохицуулах хороо, ШУТИС-ын Эрчим хүчний сургуульд тус тус зөвлөмжилөн, Стандартын мэдээлэл, лавлагаа, сургалтын төвд үүрэг болгосугай.



0280001/51

Стандарт, хэмжил зүйн газрын даргын
2021 оны 11 дүгээр сарын 19-ны өдрийн
с/58... дугаар тушаалын хавсралт



Шинээр баталсан стандартын жагсаалт

№	Стандартын нэр	Стандартын дугаар
1	Эрчим хүчний хэрэглээний шошгын хэлбэр хэмжээ, загварт тавих ерөнхий шаардлага	MNS 6939 : 2021
2	Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал	MNS 6940 : 2021



ЭХЛЭЛ МЭДЭЭ МЭДЭЭЛЭЛ ТАНИЛЦУУЛГА **СТАНДАРТ** ТЕХНИКИЙН ЗОХИЦУУЛАЛТ ДХБ. ХТСТХ-ИЙН ЛАВЛАГААНЫ ТӨВ ХОЛБОО БАРИХ

MNS 6940 : 2021

Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал

Хамрах хүрээ

Энэ стандартыг эрчим хүчний зориулалттай салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээг хийхэд дагаж мөрдөнө.

Баталсан огноо: 2021-11-19

Мөрдөж эхэлсэн огноо: 2021-11-22

Ангилал: | 27.015 Эрчим хүчний үр ашиг. Эрчим хүчний хэмжээний нийтлэг асуудал | 27.180 Салхин турбины эрчим хүчний тогтолцоо |

Төлөв: Шинээр батлагдсан стандарт

Стандартын мэдээлэл

Ангилалтын код: 27.015, 27.180,

Дугаар: MNS 6940 : 2021

Техникийн хороо: MASM ТС 11
Эрчим хүч

Хуудасны тоо: 31

Үнэ: 17,900₮

Худалдаж авах

Эх сурвалж: <https://estandard.gov.mn/standard/v/6846>



МОНГОЛ УЛСЫН СТАНДАРТ

**Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний
нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал**

MNS 6940 : 2021

АЛБАН ХЭВЛЭЛ

СТАНДАРТ, ХЭМЖИЛ ЗҮЙН ГАЗАР

**Улаанбаатар хот
2021 он**

Зорилго

Энэ стандарт нь Монгол улсын нутаг дэвсгэрт шинээр баригдах салхин цахилгаан станцын салхины эрчим хүчний нөөцийг үнэлэх зорилгоор тухайн газар нутгийн цаг уурын мэдээлэл цуглуулах, хэмжилт хийх шаардлагууд, хэмжсэн салхины өгөгдлүүдийг боловсруулах аргачлал, үндсэн үзүүлэлтүүдийг тооцоолох арга, тухайн бүс нутгийг салхины эрчим хүчний нягтралаар ангилах, салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний шалгуур үзүүлэлт, салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний тайлангийн агуулга, формат зэргийг хэрхэн боловсруулах аргачлалыг тусгасан.

Энэхүү стандартыг ШУТИС-ийн Эрчим хүчний сургуулийн дараах багш нар боловсруулсан.

СЭХ-ний багш: Э.Мөнхтуяа Док, (Ph.D)
СЭХ-ний багш: О.Бавуудорж Док, (Ph.D)
ЭНБ-ийн дарга: Г.Бэхбат Док, (Ph.D)
Захирал: Ч.Мангалжалав Док, (Ph.D)
Профессор: З.Цэрэндорж Док, (Ph.D)

Стандарт, хэмжил зүйн газар (СХЗГ)

Энхтайваны өргөн чөлөө 46А

Шуудангийн хаяг

Улаанбаатар-13343, Ш/Х - 48

Утас: 976-51-263860 Факс: 976-11-458032

E-mail: standardinform@masm.gov.mn

www.estandard.gov.mn; www.masm.gov.mn

© СХЗГ, 2021

“Стандартчилал, техникийн зохицуулалт, тохирлын үнэлгээний итгэмжлэлийн тухай” Монгол Улсын хуулийн дагуу энэхүү стандартыг бүрэн, эсвэл хэсэгчлэн хэвлэх, олшруулах эрх нь гагцхүү СХЗГ (Стандартчиллын төв байгууллага)-т байна.

МОНГОЛ УЛСЫН СТАНДАРТ

Ангилалын код

Салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх аргачлал	
Methodology of wind energy resource assessment for wind farm	

Стандартчиллын үндэсний зөвлөлийн 2020 оны ...-р сарын-ний өдрийндүгээр тогтоолоор батлав.

Энэ стандартыгоныдүгээр сарын-ны өдрөөс эхлэн мөрдөнө.

1. Зорилго

Энэ стандарт нь Монгол улсын нутаг дэвсгэрт шинээр баригдах салхин цахилгаан станцын салхины эрчим хүчний нөөцийг үнэлэх зорилгоор тухайн газар нутгийн цаг уурын мэдээлэл цуглуулах, хэмжилт хийх шаардлагууд, хэмжсэн салхины өгөгдлүүдийг боловсруулах аргачлал, үндсэн үзүүлэлтүүдийг тооцоолох арга, тухайн бүс нутгийг салхины эрчим хүчний нягтралаар ангилах, салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний шалгуур үзүүлэлт, салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний тайлангийн агуулга, формат зэргийг хэрхэн боловсруулах аргачлалыг тусгасан.

2. Хамрах хүрээ

Энэ стандартыг эрчим хүчний зориулалттай салхин цахилгаан станц барих газрын салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээг хийхэд дагаж мөрдөнө.

3. Нэр томъёо, тодорхойлолт

Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх стандартад дараах нэр томъёо, тодорхойлолтуудыг хэрэглэнэ.

3.1 Салхины бүс

Цаашид салхины нөөцийг эрчим хүчний зориулалтаар ашиглах газар, бүс нутгийг салхины бүс гэнэ.

3.2 Салхин цахилгаан станц

Бүлэг салхин цахилгаан үүсгүүрээс бүрдэх цахилгаан станцыг салхин цахилгаан станц гэнэ.

3.3 Хэмжилтийн цэг

Салхины бүс нутаг дахь салхины эрчим хүчний нөөцийг хэмжих зориулалтаар сонгосон төлөөлөх байршилыг хэлнэ.

3.4 Хэмжилтийн үзүүлэлт

Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийхэд шаардлагатай үзүүлэлтүүдийг хэмжилтийн үзүүлэлт гэнэ. Шаардлагатай үзүүлэлтүүдийг хэмжихийн тулд тусгай хэмжилтийн станц суурилуулах эсвэл салхин цахилгаан станцад суурилуулсан хэмжүүрүүдийн хэмжилтийн өгөгдлүүдийг цуглуулна.

3.5 Салхины хүчний нягтрал

Салхины чиглэлд босоо буюу перпендикуляр байрласан нэгж талбайд ирэх салхины хүчийг салхины хүчний нягтрал гэж ойлгоно.

3.6 Салхины эрчим хүчний нягтрал

Салхины чиглэлд босоо буюу перпендикуляр байрласан нэгж талбайд, тодорхой хугацааны туршид ирэх салхины хүчний үзүүлэлтийг хэлнэ.

3.7 Салхины хурд

Агаар мандлын температур, даралтын зөрүүнээс үүсэх агаарын урсгалыг салхи гэнэ. Хийн төлөвт байх биетийн хурд нь орон зайд тодорхой нэг цэгийг тойрон хөдөлдөг.

3.8 Салхины дундаж хурд

Тодорхой хугацааны турш хэмжсэн агшин зуурын салхины хурдны дундаж утга юм. Хэдэн секундээс хэдэн жилийн хугацаанд хэмжсэн салхины хурдны өгөгдлийг боловсруулж дундаж утгыг тооцоолно.

3.9 Салхины хамгийн их хурд

10 минутын хугацаан дахь салхины дундаж хурдны хамгийн их утга юм.

3.10 Салхины дээд хурд

Агшин зуурын салхины хурдны хамгийн их утга юм.

3.11 Салхины хурдны тархалт

Урт хугацааны туршид салхины хурдны тархалтыг тодорхойлохын тулд магадлалын тархалт функцыг ашиглана.

3.12 Вейбулын тархалтын функц

Салхины хурдны тархалтыг тодорхойлохын тулд Вейбуллын тархалтын функцыг түгээмэл ашигладаг. Энэ функц нь хэлбэрийн коэффициент ба хэмжээсийн нэгж масштабын коэффициент гэсэн хоёр үзүүлэлтээс хамаарна. Хэлбэрийн коэффициент нь тархалтын өргөнийг илэрхийлдэг бол хэмжээсийн нэгж масштабын коэффициент нь салхины хурдны дундаж тархалтыг илэрхийлнэ.

3.13 Релейн тархалтын функц

Салхины хурдны тархалтыг тодорхойлохын тулд Релейн тархалтын функцыг ихэвчлэн ашигладаг. Энэ тархалтын функц нь зөвхөн хэмжээсийн масштабын коэффициентээс хамаарна. Хэмжээсийн коэффициент нь салхины хурдны дундаж тархалтыг илэрхийлнэ. Магадлалын онолд хэлбэрийн коэффициент 2-той тэнцүү байх үеийн Вейбуллын тархалтыг Релейн тархалт гэж нэрлэнэ.

3.14 *Хоногийн хэлбэлзэл*

Хоногийн хэлбэлзэл нь өдрийн туршид салхины хурдны тогтворгүй хэлбэлзлийн утгыг хэлнэ. Салхины хурд(эсвэл салхины хүчний нягтрал)-ны сарын эсвэл жилийн хэлбэлзлийг тооцохдоо ижил цаг хугацаанд харгалзах сарын эсвэл жилийн салхины хурдны хэмжээгээр тооцно. Хоногийн 0-оос 23 цагийн турш салхины хурд(эсвэл салхины хүчний нягтрал) тогтворгүй хувьсан өөрчлөгдөж байх бөгөөд үүнийг хоногийн хэлбэлзэл гэнэ.

3.15 *Жилийн хэлбэлзэл*

Жилийн хэлбэлзэл нь жилийн туршид салхины хурд тогтворгүй өөрчлөгдөх утгыг хэлнэ. Салхины хурд(эсвэл салхины хүчний нягтрал)-ны жилийн хэлбэлзэл нь 1-р сараас 12-р сарын хоорон дахь сарын салхины дундаж хурд(эсвэл салхины хүчний нягтрал) юм.

3.16 *Олон жилийн дундаж хэлбэлзэл*

Олон жилийн дундаж хэлбэлзлийг тодорхойлохдоо 30 жилийн салхины хурдны өөрчлөлтийн утга юм. Олон жилийн дундаж хэлбэлзэл нь 1-ээс 30 жилийн хугацаанд харгалзах жилийн салхины дундаж хурд юм.

3.17 *Салхины босоо шилжлэг*

Салхины чиглэлтэй босоо буюу перпендикуляр байрласан хавтгайд ирэх салхины хурдны хэлбэлзлийг салхины босоо шилжлэг гэнэ.

3.18 *Салхины босоо шилжлэгийг хүчний хуулиар тооцох арга*

Энэ нь газрын гадаргуугаас дээшхи хэмжилтийн цэгийн өндөр ба салхины хурд хоорондын хамаарлыг илрхийлэх математик илэрхийллэл юм.

3.19 *Салхины босоо шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент*

Салхины босоо шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент нь салхины горимын хэлбэрийг тодорхойлдог хэмжигдэхүүн юм.

3.20 *Салхины хуйлралтын эрчим*

Салхины хурдны стандарт хазайлтыг салхины дундаж хурдтай харьцуулсан харьцааг салхины хуйлралтын эрчим гэнэ. Тодорхой хугацаанд харгалзах хэмжилтийн ижил өгөгдлийг тооцоонд ашиглана.

3.21 *Булын өндөр*

Газрын гадаргуугаас хэвтээ тэнхлэгтэй салхин турбины роторын эргэлтийн талбайн төв хүртэлх өндрийг хэлнэ.

3.22 *Хэмжилтийн цэгүүд хоорондын харилцан хамаарал*

Хэмжилтийн цэгүүдэд хэмжсэн салхины үзүүлэлтийн хоорондын хамаарлыг тогтоохыг хэлнэ.

4 Салхины хэмжилт хийх, шаардлага

4.1 Хэмжилтийн талбай дахь салхины хурд, чиглэл хэмжилт

Салхины хэмжилт хийх газар бүрээс дараахь мэдээллийг цуглуулна.

4.1.1 Салхины хурд

4.1.1.1 10 минутын хугацаан дахь салхины дундаж хурд

Салхины хурдыг секунд тутам бичиж, 10 минут тутамд салхины дундаж хурдыг тооцоолж бүртгэнэ. Хэмжих нэгж нь м/с.

4.1.1.2 Цаг тутмын салхины дундаж хурд

10 минутын салхины дундаж хурдыг ашиглан цаг тутмын салхины дундаж хурдыг тооцно. Хэмжих нэгж нь м/с.

4.1.1.3 Салхины хэт их хурд

3 секунд тутамд тутамд бичигдсэн салхины хурдны хамгийн их утга юм.

4.1.2 Салхины чиглэл

4.1.2.1 Салхины чиглэл тэмдэглэх

Салхины хурдыг тэмдэглэх агшинд синхроноор чиглэлийг тэмдэглэнэ.

4.1.1.2 Салхины чиглэлийн талбай

Хэмжилтийн төхөөрөмжинд бичигдсэн салхины чиглэл нь тухайн газрын салхины хурдны агшин зуурын түүврийн утга юм. Салхины чиглэлийг хэмжихдээ үндсэн 8 зүг, 32 зовхис бүхий 16секторт хувааж, сектор тус бүр $22,5^0$ байна. Салхины чиглэлийн хэмжих нэгж нь градус байна.

4.3 Салхины хурдны стандарт хазайлт

4.3.1 10 минутын хугацаанд хэмжигдсэн салхины хурдны агшин зуурын утгаар тооцно.

4.3.1 Салхины хурдны стандарт хазайлтыг 10 минут тутамд автоматаар тооцоолж бүртгэдэг.

4.4 Температур

4.4.1.1 Хэмжилтийн цэгийн гадна орны температурыг хэмжиж тэмдэглэнэ. Хэмжих нэгж нь $^{\circ}\text{C}$.

4.4.1.2 Гадна агаарын температурыг цаг тутамд хэмжиж тэмдэглэнэ.

4.4.2 Агаарын даралт

4.4.2.1 Хэмжилтийн цэгийн агаарын даралтыг хэмжиж тэмдэглэнэ. Хэмжих нэгж нь кПа юм.

4.4.2.2 Агаарын даралтыг цаг тутамд хэмжиж тэмдэглэнэ.

4.4.2.3 Өдрийн дундаж агаарын даралтын утгыг тооцохдоо цаг тутамд хэмжсэн агаарын даралтын утгын дунджаар тооцно.

4.4.3 Агаарын чийгшил

4.4.3.1 Хэмжилтийн цэгийн агаарын чийгшлийг хэмжиж тэмдэглэнэ. Чийгшлийн хувиар илэрхийлнэ.

4.4.3.2 Агаарын чийгшлийг цаг тутамд хэмжиж тэмдэглэнэ.

4.4.3.3 Өдрийн дундаж агаарын чийгшлийн хэмжээг цаг тутамд хэмжсэн агаарын чийгшлийн утгын дунджаар тооцно.

Хэмжилтийн цэгт 1 жилээс дээш хугацаанд цуглуулсан өгөгдлөөр тооцоог хийх шаардлагатай. Хэмжилтийн өгөгдлийн нэгдсэн хувь нь 98%-иас их байх ёстой.

4.4 Урт хугацааны ажиглалтын станцуудын салхины хэмжилтийн мэдээлэл боловсруулах

Урт хугацааны ажиглалтын станц гэдэг нь тухайн газар нутагт суурилуулсан цаг уурын хэмжилтийн станц, далайн цаг уурын хэмжилтийн станцуудыг хэлнэ.

4.4.1 Урт хугацааны ажиглалтын станцуудын мэдээллийг цуглуулахдаа тухайн газрын одоогийн байдал болон өнгөрсөн хугацааны өөрчлөлтүүдийг судлах шаардлагатай. Салхины хэмжүүрийн төрөл, суурилуулсан өндөр, тухайн орны саад тотгор, барзгаршил зэргийг нарийн тогтооно.

4.4.2 Урт хугацааны ажиглалтын станцаас дараахь мэдээллийг цуглуулах шаардлагатай. Үүнд:

- a) 30 жилийн хугацаанд харгалзах жилийн болон сарын салхины дундаж хурдны өгөгдлийг цуглуулах,
Тайлбар: Цаг уурын станцын төрөл бүрийн өөрчлөлт нь салхины хурданд хэрхэн нөлөөлж байгааг шинжлэх хэрэгтэй.
- b) Салхины хэмжүүр нь ижил хугацаанд салхины хурд ба салхины чиглэлийг хэмждэг байх шаардлагатай.
- c) Жилийн дундаж агаарын температур ба даралтын өгөгдлийг цуглуулах,
- d) Тухайн газар нутагт тохиолдсон хамгийн их салхины хурд, хамгийн дээд салхины хурд болон үргэлжилсэн хугацаа, тэдгээрийн зонхилох чиглэл мөн хамгийн бага утгыг түүвэрлэн цуглуулах хэрэгтэй.

- е) Тухайн газар нутагт буусан аянгын хэмжээ, цасан шуурга, хур тунадас орох хоног, цэлмэг өдрийн тоо, шороон болон элсэн шуургатай өдрийн тоо, хөрсний хөлдөлтийн гүн, хур тунадасны хэмжээ гэх мэт байгалийн онцгой нөхцлийн мэдээллийг цуглуулах шаардлагатай.

5 САЛХИНЫ ӨГӨГДӨЛ БОЛОВСРУУЛАХ АРГАЧЛАЛ

5.1 Ерөнхий

Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх хэмжилтийн утгуудыг боловсруулахдаа эхлээд математик боловсруулалт хийх шаардлагатай.

5.2 Хэмжилтийн хугацаа

5.2.1 Зорилго

Хэмжилтийн анхны өгөгдлийн математик боловсруулалт хийснээр дутуу өгөгдөл байгаа эсэхийг шалгах, боловсруулалт хийх шаардлага хангасан эсэхийг тогтооно. Математик боловсруулалтын үр дүнд хамгийн багадаа 1 жилийн өгөгдлийг түүвэрлэн авна.

5.2.2 Хэмжилтийн өгөгдөл шалгах үйл явц

5.2.2.1 Системийн ерөнхий шинжилгээ

- c) Хэмжилтийн бүртгэл: Бүх хэмжилтийн утга болон бүртгэсэн хугацаа ижил байх шаардлагатай.
- d) Цагийн бүртгэл: Хэмжилт бүртгэсэн цаг хугацааг нарийн шалгах хэрэгтэй.

5.2.2.2 Хэмжилтийн өгөгдлийн шинжилгээ

- d) Хязгаарын шинжилгээ: (Хүснэгт.1)-т хязгаарын шинжигээний үзүүлэлтийг харуулав.

- e) Хамаарлын шинжилгээ: (Хүснэгт.2)-т хамаарлын шинжигээний үзүүлэлтийг харуулав.
- f) Нөхцлийн шинжилгээ: (Хүснэгт.3)-т нөхцлийн шинжигээний үзүүлэлтийг харуулав.
- g)

1-р хүснэгт- Хэмжилтийн үндсэн параметруудийн шалгуур утга

Үндсэн үзүүлэлт	Шинжилгээний шалгуур
Дундаж салхины хурд	$0 \leq$ Дундаж салхины хурд $< 40\text{м/с}$
Салхины чиглэл	$0^\circ \leq$ Дундаж салхины чиглэл $< 360^\circ$
Далайн түвшин дэх агаарын дундаж даралт	$94 \text{кПа} <$ Дундаж даралт $< 106 \text{кПа}$

2-р хүснэгт- Үндсэн параметруудийн хамаарлын шалгуур утга

Үндсэн үзүүлэлт	Шинжилгээний шалгуур
50 м/30 м өндөр дэх дундаж салхины хурдны ялгаа	$< 2.0 \text{ м/с}$
50 м/10 м өндөр дэх дундаж салхины хурдны ялгаа	$< 4.0 \text{ м/с}$
50 м/30 м өндөр дэх салхины чиглэлийн ялгаа	$< 22.5^\circ$

3-р хүснэгт - Үндсэн параметруудийн нөхцлийн шалгуур үзүүлэлт

Үндсэн үзүүлэлт	Шинжилгээний шалгуур
1 цагийн дундаж салхины хурдны өөрчлөлт.	$< 6\text{м/с}$
1 цагийн дундаж температурын өөрчлөлт	$< 5^\circ\text{C}$
3 цагийн дундаж даралтын өөрчлөлт	$< 1 \text{кПа}$

Тайлбар: Бүс нутаг бүрт цаг агаарын үзүүлэлт, салхины нөхцөл байдал өөр өөр төлөвтэй байна. Тиймээс өөр өөр нутагт хэмжсэн хэмжилтийн утгыг боловсруулахдаа дээрх хүснэгтэнд заасан шалгуур утгыг баримтална. Хэмжилтийн параметрууд нь дээрх шалгуур үзүүлэлтээс давсан тохиолдолд

салхины нөхцөл байдлын онцлог шинж чанаруудын дагуу өгөгдлийг шүүж, дүн шинжилгээ хийх хэрэгтэй.

5.2.3 Салхины хэмжилтийн өгөгдлийн дутуу эсвэл алдаатай утгыг засварлах

5.2.3.1 Хэмжилтийн бүх өгөгдлийг шүүж, дутуу эсвэл алдаатай өгөгдлийг илрүүлж, математик боловсруулалт хийх хэрэгтэй. Математик боловсруулалт хийсэн өгөгдлийг ашиглан салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээг хийнэ.

5.2.3.2 Салхины хэмжилтийн өгөгдлийн математик боловсруулалтаар тухайн өгөгдлийг ашиглах боломжтой эсэхийг тодруулна.

5.2.3.3 Хэмжилтийн утга алдаатай эсвэл дутуу байгаа тохиолдолд хэмжилтийн цэгт суурилуулсан нэмэлт хэмжүүрийн өгөгдлийг ашиглан тооцоог хийж болно. Салхины хурдны алдаатай өгөгдлийг илрүүлэхдээ дараах хоёр аргыг ашиглаж болно.

- Хэрэв салхины хурдны хэмжилтийн нэг өндөр дэхь утга дутуу эсвэл алдаатай тохиолдолд салхины босоо шилжлэгийн илтгэгчийг ашиглан утгыг гүйцээн засварлаж болно.
- Салхины хэмжилтийн цэгийн бүх өндөрт харгалзах хэмжилтийн утга дутуу эсвэл алдаатай тохиолдолд зэргэлдээ хэмжилтийн станцийн ижил өндөр дэхь салхины хурдны хэмжилтээр хийсэн корреляцийн тэгшитгэл ашиглан хэмжилтийн утгыг гүйцээн засварлаж болно. Энэ аргыг ашиглах үед хамаарлын коэффициент 0,8-аас их утгатай байх хэрэгтэй.

5.2.4 Салхины хэмжилтийн өгөгдлийг сэргээх түвшин нь 90%-иас их байх шаардлагатай. Хэмжилтийн өгөгдөл сэргээх түвшнийг дараах илэрхийллээр тооцно.

Өгөгдөл сэргэх түвшин

$$= \frac{\text{Бүртгэгдсэн хэмжилтийн тоо} - \text{алдаатай хэмжилтийн тоо} - \text{орхигдсон хэмжилтийн тоо}}{\text{Бүртгэгдсэн хэмжилтийн тоо}} \times 100\%$$

Энд,

Бүртгэгдсэн хэмжилтийн хугацаа	-Нийт хэмжилт хийсэн өгөгдлийн тоо ;
Алдаатай хэмжилтийн тоо	-Алдаатай болох нь тогтоогдсон өгөгдлийн тоо;
Орхигдсон хэмжилтийн тоо	-Бүртгэгдээгүй хэмжилтийн тоо

5.2.5 Өгөгдөл засварлаж сэргээх

Дээрх аргачлалаар салхины хурд болон салхины чиглэлийн дутуу эсвэл алдаатай өгөгдлийг засварлаж сэргээх үйл явцын үр дүнд 1 жилээс дээш хугацааны өгөгдлийг боловсруулна. Хэмжилтийн өгөгдлийг сэргээх түвшинг мөн зааж өгөх ёстой. Хэмжилтийн өгөгдлийн математик боловсруулалт хийх явцдаа дутуу болон алдаатай өгөгдлийн шалтгааныг тайлбарлана. Мөн шинээр сэргээн засварлаж байгаа өгөгдлийн талаар тодорхой тайлбар оруулах шаардлагатай. Салхины хурд, салхины чиглэлээс гадна агаарын температур, агаарын даралтын өгөгдлийг дээрх аргаар нэгэн адилаар засварлан сэргээж болно.

5.3 Хэмжилтийн өгөгдлийг засварлах

5.3.1 Зорилго

Салхин цахилгаан станц суурилуулах гаурын ойролцоох урт хугацааны ажиглалтын станцын мэдээллийг ашиглан салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээ хийх хэмжилтийн параметруудийг засварлан гүйцээнэ.

5.3.2 Богино хугацааны салхины өгөгдлийг урт хугацааны өгөгдөл болгон засварлахын тулд урт хугацааны ажиглалтын станцын хувьд дараах нөхцлийг бүрдүүлэх шаардлагатай. Үүнд:

- e) Хэмжилтийн цэг болон урт хугацааны хэмжилтийн станцад хэмжсэн хэмжилтийн утгын хоорондын корреляцийн коэффициент өндөр байх,
- f) 30-аас дээш жилийн урт хугацааны хэмжилтийн өгөгдөл цуглуулах,

- g) Урт хугацааны ажиглалтын станц байрлах газар нутаг нь салхин цахилгаан станц суурилуулах газар нутагтай ижил төстэй цаг уурын нөхцөлтэй байх,
- h) Салхин цахилгаан станц суурилуулах газартай ойрхон зайд байрласан байх шаардлагатай.

5.3.3 Урт хугацааны ажиглалтын станцын холбогдох мэдээллийг 3-р бүлгийн 3.1.2-т үзүүлэв.

5.3.4 Хэмжилтийн өгөгдлийн алдааг хэрхэн засварлах талаар (ХАВСРАЛТ А)-д дэлгэрэнгүй тайлбарласан.

5.4 Хэмжилтийн өгөгдөл боловсруулах

5.4.1 Зорилго

Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээнд зайлшгүй шаардлагатай дараах хэмжилтийн өгөгдлүүдийг боловсруулна.

5.4.2 Салхины дундаж хурд ба салхины хүчний нягтрал.

Жилийн дундаж утга: Жилийн хугацааны хэмжилтийг харьцуулахдаа ижил цагт бүртгэгдсэн өгөгдлийг цуглуулна. Өдрийн 0 цагаас 23 цаг хүртэл хэмжсэн хэмжилтийн дундаж утгаар авна.

Сарын дундаж утга: Сарын хугацааны хэмжилтийг харьцуулахдаа ижил цагт бүртгэгдсэн өгөгдлийг цуглуулна. Өдрийн 0 цагаас 23 цаг хүртэл хэмжсэн хэмжилтийн дундаж утгаар авна. Салхины эрчим хүчний нягтралыг тооцох аргачлалыг (ХАВСРАЛТ Б-1)-д үзүүлэв.

5.4.3 Салхины хурд ба салхины энергийн давтамжийн тархалт

Салхины хурд, салхины энергийн давтамжийг 1м /с-ийн зайцтайгаар бүртгэнэ. Салхины хурд 4,6м/с-ээс 5,5м/с бол 5м/с гэж бүхэл утгаар бүртгэнэ.

5.4.4 Салхины чиглэл ба чиглэлээс хамаарсан салхины нягтралын давтамж

Салхины чиглэлийн давтамж ба салхины энергийн нягтын тархалтын чиглэлийг 16 секторт хувааж тооцсон. Энэ үзүүлэлтээр салхин дэлбээг зурж үзүүлсэн. Жилийн салхины эрчим хүчний нийт нягтрал нь сектор тус бүрт харгалзах салхины энергийн нягтралын хувь юм. Салхины эрчим хүчний нягтралын тооцооны аргыг (ХАВСРАЛТ Б-2)-т үзүүлэв.

Тайлбар: Салхины зонхилох чиглэлд харгалзах салхины хурд хэрвээ бага утгатай байвал салхины эрчим хүчний энергийн нягтрал бага байх тул энэ үзүүлэлтийг зонхилох чиглэлээр авч салхин цахилгаан станцыг төлөвлөж болохгүй.

5.4.5 Салхины босоо шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент

Энэ нь газрын гадаргуугаас дээшхи хэмжилтийн цэгийн өндөр ба салхины хурд хоорондын хамаарлыг илрхийлэх математик илэрхийллэл юм. Энэ нь газрын гадаргуугаас дээшхи хэмжилтийн цэгийн өндөр ба салхины хурд хоорондын хамаарлыг илрхийлэх математик илэрхийллэл юм. Салхины босоо шилжлэгийг хүчний хуулиар тооцох аргачлалыг (ХАВСРАЛТ Б-3)-т үзүүлэв. Өндрийн өөр өөр цэгт хэмжсэн салхины хэмжилт байхгүй эсвэл дутуу байгаа тохиолдолд шилжлэгийг илгэгч зэргийн коэффициентийг ойролцоогоор 1/7 буюу 0,143 гэж тооцоонд ашиглана.

Тайлбар: Хэмжилтийн цэгт тодорхой нэг өндөрт суурилуулсан хэмжүүрээс цуглуулсан анхдагч өгөгдлийг ашиглан салхины шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициентийн дагуу хүссэн өндөр дэхь салхины хэмжилтийн утга руу шилжүүлж болно. Салхин цахилгаан үүсгүүрийн үйлдвэрлэх эрчим хүчийг

тооцохдоо салхины дээрх параметруудийг салхин цахилгаан үүсгүүрийн булын өндөрт шилжүүлэн тооцох шаардлагатай.

5.4.6 Салхины хуйлралтын эрчим

Салхины эрчим хүчний нөөцийг үнэлгээг хийхэд шаардлагатай чухал үзүүлэлтийн нэг нь хуйлралтын эрчим бөгөөд энэ үзүүлэлт нь хэвтээ салхины хурдны стандарт хазайлтаар илэрхийлэгдэнэ.

5.4.6.1 Салхины хуйлралтын эрчмийн үзүүлэлтийг тодорхойлох аргачлалыг (ХАВСРАЛТ Б-4)-г үзүүлэв.

5.4.6.2 Цагт харгалзах салхины хуйлралтын эрчим

Цагт харгалзах салхины хурдны хуйлралтын эрчмийг тооцохдоо 10 минут тутамд харгалзах хамгийн их хуйлралтын утгыг авна.

5.4.6.3 Хэвийн тогтворгүй нөхцөлд харгалзах салхины хуйлралтын стандарт хазайлт

Салхины горим ердийн хуйлралттай нөхцөлд хуйлралтын стандарт хазайлтын төлөөллийн утгыг тооцохдоо салхин цахилгаан үүсгүүрийн булын өндөрт харгалзах салхины хурдны 90%-ийн үзүүлэлттэй байхаар тооцно. Салхин цахилгаан үүсгүүрийн стандарт ангилалд харгалзах салхины хуйлралтын стандарт хазайлтын утгыг (Хавсралт Б-4)-г үзүүлэв.

Тайлбар: Салхин цахилгаан үүсгүүрт нөлөөлөх нэмэлт механик ачааллыг тооцох бол салхины хэмжилт тус бүрийн хэвийн тархалтыг тооцох замаар тэдгээрийн үзүүлэлтийг дээрх стандарт ангилал руу ойртуулж болно. Хуйлралтын стандарт хазайлтыг дараах илэрхийллээр тооцно.

$$E\langle\sigma_1 | V_{hub}\rangle = I_{ref} (0.75V_{hub} + c); c = 3.8m / s$$

$$Var\langle\sigma_1 | V_{hub}\rangle = (I_{ref} (1.4m / s))^2$$

Дараах хүснэгтээр хуйлралтын стандарт хазайлт (I_{ref})-ын стандарт утгыг үзүүлэв.

4-р хүснэгт-. Салхин цахилгаан үүсгүүрийн ангилалын ерөнхий үзүүлэлт

Салхин цахилгаан үүсгүүрийн ангилал	А	В	С
I_{ref} (-)	0.16	0.14	0.12

Дээрх үзүүлэлтүүд нь салхин цахилгаан үүсгүүрийн булын өндөрт харгалзах утга юм.

- А салхины хуйлралтын эрчим өндөр,
- В салхины хуйлралтын эрчим дунд зэрэг,
- С салхины хуйлралтын эрчим бага,
- I_{ref} 15м/с салхины хурданд харгалзах хуйлралтын эрчмийн зөвшөөрөгдсөн утга.

5.4.7 Салхины хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондын хамаарал

Салхины хэмжих цэгүүдийн хоорондын хамаарлыг корреляцийн коэффициентээр илэрхийлж болно. Салхины хэмжих цэгүүдийн хоорондын хамаарлыг тооцоолох аргыг (Хавсралт В-5)-д үзүүлэв.

5.4.8 Салхины хэмжилтийн засварласан утгаар салхины нөөцийн

үнэлгээг хэрхэн тодорхойлох аргачлалыг (ХАВСПАЛТ В)-д үзүүлэв.

6. САЛХИНЫ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ НӨӨЦИЙН ҮНЭЛГЭЭНИЙ ШАЛГУУР ҮЗҮҮЛЭЛТ

6.1 Салхины төлөвийг графикаар илэрхийлэх арга.

Энхүү стандартын 4-р бүлгийн 4-р хэсэгт боловсруулсан өгөгдлийг ашиглан салхины төлөв байдлыг үнэлгээг хэрхэн графикаар хэлбэрээр боловсруулах аргачлалыг авч үзнэ. Ихэвчлэн жилийн салхины төлөв байдал болон сарын салхины төлөв байдлыг графикаар дүрслэн, салхины нөхцлийг үнэлнэ. Салхины хэмжилтийн өгөгдлийг боловсруулж, үндсэн параметруудийн графикийг байгуулж (Хавсралт Г)-д үзүүлсэн.

6.1.1 Жилийн салхины төлөв

- f) Салхины хурд ба салхины хүчний нягтралын жилийн өдрийн хэлбэлзлийн муруйг байгуулах;
- g) Салхины хурд ба салхины хүчний нягтралын жилийн хэлбэлзлийн муруйг байгуулах ;
- h) Салхины хурд ба салхины энергийн жилийн давтамжийн тархалтын гистограм байгуулах;
- i) Жилийн салхины чиглэл болон салхин дэлбээг байгуулах;
- j) Салхины чиглэл ба салхины хурдны жилийн давтамжийн хамаарлыг байгуулна.

6.1.2 Сарын салхины төлөв

- d) Сар тус бүрийн салхины хүчний нягтрал болон салхины хурдны өдрийн вариацийн муруй байгуулах;
- e) Сар тус бүрийн салхины чиглэл ба салхин дэлбээг байгуулах;
- f) Сар тус бүрээр дундаж салхины хурд ба салхины чиглэлийн хамаарлыг байгуулна.

6.1.3 Урт хугацааны ажиглалтын станцаас авсан салхины хэмжилтээр боловсруулсан салхины төлөв

- c) Хэмжилтийн цэгийн салхины хэмжилттэй ижил хугацаанд харгалзах өгөгдийг ашиглан салхины хурдны жилийн өөрчлөлтийн гистограмыг байгуулах;
- d) 20-30 жилийн хугацаанд хэмжсэн салхины хурдны өөрчлөлтийн гистограмыг байгуулна.

Тайлбар: Салхины нөхцлийг илэрхийлэх дээрх графикуудыг байгуулахдаа салхины хурдны хэлбэлзэл, салхины чиглэл, тухайн газар нутгийн нөхцөл, цахилгаан ачааллын график зэргийг харьцуулан судласны үндсэн дээр байгуулах хэрэгтэй. Салхин цахилгаан станцын эрчим хүчний үйлдвэрлэл болон ачааллын өөрчлөлтийн хамаарамжийг харицуулан салхин цахилгаан станцын төлөвлөлтийг хийх нь зүйтэй.

6.2 Салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний шалгуур үзүүлэлт

6.2.1 Салхины хүчний нягтрал

Салхины хүчний нягтрал нь салхины эрчим хүчний нөөцийн үнэлгээний гол шалгуур үзүүлэлт юм. Салхины хүчний нягтрал нь салхины хурдны тархалтын нөлөө, агаарын урсгалын нягт, салхины хурднаас хамаардаг. Дараах хүснэгтээр салхины хүчний нягтралыг ангилах шалгуур үзүүлэлтийг харуулав.

Жилийн дундаж салхины хурдны стандарт нөхцлийн шалгуур үзүүлэлт болон бодит салхин цахилгаан станцын үзүүлэлтүүд хоорондоо зөрүүтэй байхыг анхаарч үзэх хэрэгтэй.

5-р хүснэгт - Салхины хүчний нягтралын ангилал

	10 м		30 м		50 м		70 м		80 м		Салхин цахилгаан станцыг эрчим хүчний нэгдсэн сүлжээнд холбох боломжтой эсэх
	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)	Жилийн дундаж салхины хурдны шалгуур үзүүлэлт (м/с)	
1	<100	4.4	<160	5.1	<200	5.6	<230	5.8	<240	5.9	
2	100 – 150	5.1	160 – 240	5.9	200 – 300	6.4	230-350	6.7	240-380	6.9	
3	150 – 200	5.6	240 – 320	6.5	300 – 400	7.0	350-480	7.4	380-500	7.5	Боломжтой
4	200 – 250	6.0	320 – 400	7.0	400 – 500	7.5	480-580	7.9	500-620	8.1	Сайн
5	250 – 300	6.4	400 – 480	7.4	500 – 600	8.0	580-700	8.4	620-750	8.6	Маш сайн
6	300 – 400	7.0	480 – 640	8.2	600 – 800	8.8	700-920	9.2	750-1000	9.4	Маш сайн
7	400 – 1000	9.4	640 – 1600	11.0	800 – 2000	11.9	920-2200	12.4	1000-2400	12.7	Маш сайн

Тайлбар:

- 3 Салхины шилжлэгийн илтгэгч 1/7 үед өөр өөр өндөр дэх жилийн салхины дундаж хурдны шалгуур үзүүлэлтийг тооцсон.
- 4 Салхины хүчний нягтралын дээд хязгаарт харгалзах жилийн дундаж салхины хурдны жишиг утгыг далайн түвшний стандарт агаарын даралт ба Релейн тархалтын функцээр тооцоолов.

6.2.2 Салхины чиглэлийн давтамж, чиглэлээс хамаарсан салхины энергийн нягтрал

Салхин цахилгаан станцын төлөвлөлт нь салхины энергийн нягтралын хуваарилалт болон тухайн газар нутгийн барзгаршилтийн нөлөөллөөс шууд хамаарна. Салхин дэлбээг ашиглан тухайн бүс нутгийн зонхилох салхины чиглэл рүү харуулан салхин цахилгаан үүсгүүрийг суурилуулна. Зонхилох салхины чиглэл уулын хормойд перпендикуляр байвал хамгийн сайн нөхцөл болно.

6.2.3 Салхины хурдны өдрийн ба жилийн өөрчлөлт

Жилийн (эсвэл сар бүрийн) салхины хурдны (эсвэл салхины хүчний нягтрал) өдрийн хэлбэлзлийн муруйг эрчим хүчний системийн өдрийн ачааллын муруйтай харьцуулна. Мөн салхины хурдны жилийн хэлбэлзлийн муруйг (эсвэл салхины хүчний нягтрал) эрчим хүчний системийн жилийн ачааллын муруйтай харьцуулна. Дээрх үзүүлэлтүүдийг харьцуулж хамгийн нийцтэй нөхцлийг сонгон авна.

6.2.4 Салхины хуйлралтын эрчим

Салхины хуйлралтын эрчим (I_T) нь хуйлралтыг илэрхийлэх үзүүлэлт бөгөөд $I_T < 0,1$ бол бага, $0,1 < I_T < 0,25$ бол дунд зэрэг, $I_T > 0,25$ бол хуйлралтын эрчим ихтэй гэж үзнэ. Тайлбар: Салхин цахилгаан станцын хувьд салхины хуйлралтын эрчим нь зайлшгүй тооцох чухал үзүүлэлтийн нэг юм. Учир нь салхины хуйлралтын эрчим нь салхин цахилгаан станцын эрчим хүчний үйлдвэрлэлийг бууруулахаас гадна салхин цахилгаан үүсгүүрт механик ачаалал үүсгэж эвдрэл гэмтэл гарах гол шалтгаан болно. Хэвийн хуйлралттай нөхцөлд, хуйлралтын стандарт хазайлтын төлөөллийн утгыг, салхин цахилгаан үүсгүүрийн булын өндөр дэх салхины хуйлралтын эрчмээр тооцож болно.

6.2.5 Хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондын хамаарал

Хэмжилтийн цэгүүдэд хэмжсэн салхины хурдны цуваа хамаарлын коэффициентийг тогтоох нь өөр өөр газар нутаг дахь салхины хурдны цагийн шилжилтийг судлахад чухал ач холбогдолтой. Салхины хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондын хамаарлын коэффициент 0,8-аас их байх шаардлагатай.

6.2.6 Бусад цаг уурын хүчин зүйлс

Салхин цахилгаан станцыг суурилуулахдаа цаг уурын онцгой нөхцөл байдлыг судлан, тусгай шаардлагын дагуу тооцно. Энэ нь салхин цахилгаан станцын суурилуулалтын өртгийг нэмэгдүүлж, үйл ажиллагааг илүү нарийн болгодог. Цаг уурын онцгой нөхцөлд салхины хамгийн их хурд 40м/с, салхины дээд хурд 60м/с хүрэх, агаарын хэм -20°C -ээс доош буух, цас, мөс, аянга цахилгаан, агаар мандлын эрдэсжилт, элсэн шуурга гэх мэт үзэгдэл юм.

7. САЛХИН ЦАХИЛГААН СТАНЦЫН БАЙРШЛЫН ТӨЛӨВЛӨЛТ БА ЖИЛИЙН ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ ҮЙЛДВЭРЛЭЛИЙН ХЭМЖЭЭГ ТОДОРХОЙЛОХ АРГАЧЛАЛ

7.1 Салхин цахилгаан үүсгүүрийн сонголт

Салхин цахилгаан үүсгүүрийн сонголт нь салхины эрчим хүчний нөөц, цаг уурын нөхцөл, инженерийн барилгын нөхцөл гэх мэт олон хүчин зүйлийг нарийвчлан судлах шаардлагатай. Салхин цахилгаан үүсгүүрийг зөв сонгосноор тухайн бүс нутгийн салхины эрчим хүчний нөөцийг бүрэн ашиглах, салхин цахилгаан станцын ашигт ажиллагааг нэмэгдүүлэх, тоног төхөөрөмжийн аюулгүй байдлыг хангах, техник эдийн засгийн үндэслэл боловсруулахад ашиглах зэрэг олон талын ач холбогдолтой.

Салхин цахилгаан үүсгүүрийн сонгохдоо дараах аргачлалыг баримтална. Үүнд:

- a) Салхин цахилгаан үүсгүүр нь ISO9000 төрлийн чанарын баталгаажуулалтын системээр баталгаажсан байна.
- b) Салхин цахилгаан үүсгүүрийн нэрлэсэн хүчин чадлыг харгалзан үзэх шаардлагатай.
- c) Салхин цахилгаан үүсгүүр нь суурилуулах газрын цаг уурыг нөхцөлд зохицсон байх шаардлаатай.
- d) Салхин цахилгаан үүсгүүрийн хөгжлийн чиг хандлагыг дагаж мөрдөх ёстой.
- e) Салхин цахилгаан үүсгүүр нь тухайн газрын тээвэрлэлт, суурилуулалтын нөхцлийг хангах ёстой.
- f) Салхин цахилгаан үүсгүүрийн нэг киловаттын зардлыг харьцуулах, жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн хэмжээ, салхин цахилгаан үүсгүүрийн өөрийн өртөг, туслах тоног төхөөрөмж, инженерийн зардал зэргийг харьцуулан судлах замаар эдийн засгийн үр ашигтай шийдлээр салхин цахилгаан үүсгүүрийг сонгоно.
- g) Худалдан авах төлбөрийн хэлбэр, техникийн үзлэг үйлчилгээний нөхцөл зэргийг харгалзан үзсэний үндсэн дээр тохиромжтой салхин цахилгаан үүсгүүрийг сонгоно.

7.2 Салхин цахилгаан станцын байршлын төлөвлөлт

Салхин цахилгаан станцын байршлын төлөвлөлт нь салхин цахилгаан үүсгүүр тус бүрийн тохиромжтой байршлыг тодорхойлох үйл явцыг хэлнэ.

Салхин цахилгаан станцын байршлын төлөвлөлтийг хийхдээ дараах зарчмыг баримтална. Үүнд:

- h) Салхин цахилгаан үүсгүүрийг салхины эрчим хүчний өндөр нягтралтай цэгүүдэд суурилуулна.
- i) Салхин турбинуудыг төвлөрсөн зохион байгуулалттай байх төлөвлөнө.
- j) Салхин цахилгаан үүсгүүр хоорондын салхины хуйлралтын нөлөө хамгийн бага байхаар тооцоолон суурилуулна.

- к) Салхин цахилгаан станцын төлөвлөлтийг хийхдээ салхины хурданд нөлөөлөх орчны нөлөө, барзгаршил, саад тотгор хэр зэрэг байгаа эсэхийг сайтар судална.
- л) Газар нутгийн нөхцлийг сайтар судалсны үндсэн дээр салхин цахилгаан үүсгүүр суурилуулах талбайг сонгоно.
- м) Салхин цахилгаан үүсгүүрийг тээвэрлэх, суурилуулахдаа үйлдвэрлэгчийн нөхцөл болон олон улсын стандартыг чандлан баримтална.
- н) Салхин цахилгаан станцыг төлөвлөхдөө дээрх техникийн шаардлагыг хангахаас гадна эмх цэгцтэй, үзэмжтэй байхаар төлөвлөх шаардлагатай.

Тайлбар: Салхин цахилгаан станцыг төлөвлөхдөө зонхилох салхины чиглэлтэй параллель байхаар багана үүсгэх ба зонхиолох салхины чиглэлтэй перпендикуляр байхаар эгнүүлэн салхин цахилгаан үүсгүүрийг суурилуулахаар төлөвлөнө. Ерөнхийдөө салхин цахилгаан үүсгүүрүүдийн эгнээ хоорондын зай нь далбангийн үүсгэх эргэлтийн талбайг 5 дахин үржүүлсэнтэй тэнцүү байх ба багана хоорондын зайг 3 дахин ихэсгэсэнтэй тэнцүү хэмжээтэй байхаар сонгоно.

7.3 Жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэл

Салхин цахилгаан үүсгүүрийн жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэлийг салхины хурдны жилийн тархалт болон салхин цахилгаан үүсгүүрийн чадлын муруйг ашиглан тооцож болно. Салхин цахилгаан үүсгүүрийн жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэлийг тооцох аргачлалыг (Хавсралт Б 6)-д үзүүлэв. Мөн салхин цахилгаан станцын байршлын төлөвлөлт, жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэлийн хэмжээг WAsP, WindSim, WindFarmer гэх мэт программ хангамжийг ашиглан тооцоолж болно. Жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэлийг бууруулж болох дараах хүчин зүйлсийг судалж үзэх нь зүйтэй. Жишээ нь орчны нөлөөнөөс үүсэх салхины хуйлралт, чадлын муруйн бууралт, шугамын алдагдал, хүрээлэн буй орны нөлөөнөөс үүсэх алдагдал, хүний үйл ажиллагаанаас үүсэх алдагдал зэргийг тооцсоны эцэст салхин цахилгаан станцын үйлдвэрлэх жилийн эрчим хүчний хэмжээг эцэслэн олон нь зүйтэй.

ХАВСРАЛТ А

САЛХИНЫ ХЭМЖИЛТИЙН УТГЫН АЛДААГ ЗАСВАРЛАХ АРГА

Төлөөлөх жилийн салхины төлөв байдлын өгөгдлөөс сонгон авсан богино хугацааны салхины хэмжилтийн утгын алдааг дараах аргчлалаар засварлана.

- 1) Салхины хэмжилтийн цэг ба урт хугацааны ажиглалтын станц хоорондын салхины чиглэл тус бүрт харгалзах тухайн жилийн салхины хурдны хамаарлын муруйг зурна. Салхины тодорхой чиглэлд салхины хурдны хамаарлын муруйг зурах тодорхой арга бол тэгш өнцөгт координатын систем юм. Тэгш өнцөгт координатын системийг зурахдаа хэвтээ тэнхлэгт нь урт хугацааны ажиглалтын станцын салхины хурд, босоо тэнхлэг рүү хэмжих цэгийн салхины хурдыг авна. Нэгдүгээрт, тодорхой салхины чиглэл дэх салхины хэмжилтийн цэгийн салхины хурдны утгыг ординатаар, тухайн үед ажигласан урт хугацааны ажиглалтын станц дахь салхины хурдны утгын дундаж утгыг хэвтээ тэнхлэгт авч хамаарлын муруйн цэгийг тодорхойлж болно. Хэмжилтийн цэгээс авсан бусад өгөгдлүүдийн хувьд дээрх аргачлалыг давтан хийнэ. Дээрхтэй адил аргачлалаар салхины хурдны корриляцийн муруйг байгуулна. Салхины хэмжилтийн цэг болон урт хугацааны ажиглалтын цэгээс цуглуулсан салхины хэмжилтийг ашиглан салхины чиглэлийн 16 секторт хувааж, салхины хурдны харилцан хамаарлын муруйг дээрх аргачлалаар байгуулна. Салхины хурдны хамаарлын муруйг пропорцианаль вариацийн загвар, хоёр хэмжээст шугаман регрессийн загвар, магадлалын тархалтын загвар, хиймэл оюун ухааны загварчлал гэх мэт олон аргаар тооцож болно.
- 2) Салхины хурдны хамаарлын муруйг байгуулахдаа хэвтээ тэнхлэгийн дагуу урт хугацааны ажиглалтын цэгийн олон жилийн хэмжилтийн дундаж утга болон жилийн дундаж утгыг авдаг бол хэвтээ тэнхлэгийн дагуу салхины хэмжилтийн цэгийн утгыг авна. Олон жилийн ажиглалтын цэгийн хэмжилтийн утга болон салхины хэмжилтийн цэгийн утгын зөрүүг тооцоолно.
- 3) Салхины чиглэлийн сектор тус бүрт харгалзах салхины хурдны утга дээр дээрх зөрүү утгыг нэмнэ. Ингэснээр тухайн хэмжилтийн цэг дэхь салхины хэмжилтийн утгын алдааг засварлана.

ХАВСРАЛТ Б

САЛХИНЫ НӨХЦЛИЙН ҮЗҮҮЛЭЛТҮҮДИЙГ ТОДОРХОЙЛОХ АРГАЧЛАЛ

Б 1. Салхины эрчим хүчний нягтрал

Салхин турбины далбангийн эргэлтийн талбайн нэгж хэсэгт харгалзах салхины эрчим хүчний нягтралыг D_{WP} үсгээр тэмдэглэх бөгөөд дараах илэрхийллээр тооцно.

$$D_{WP} = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n (\rho)(v_i^3) \quad (1)$$

Энд,

- D_{WP} - салхины эрчим хүчний дундаж нягтрал, Вт/м²;
- n - дундаж хугацаанд харгалзах хэмжилтийн тоо;
- ρ - агаарын урсгалын нягт, кг/м³;
- V_i^3 - хэмжилтийн i -дугаар салхины хурдны куб, м/с;

Энэ тэгшитгэлээр олон жилийн хэмжилтийн дундаж утгыг ашиглахаас гадна сар, жилийн салхины хурдны хэмжилтийг ($n > 1$) ашиглан салхины эрчим хүчний нягтралыг тооцож болно. Салхины эрчим хүчний нягтралыг тооцохын тулд тухайн бүс нутгийн агаарын урсгалын нягтыг тооцоолох шаардлагатай. Агаарын нягт нь температур болон агаарын даралт, далайн түвшнээс дээшхи өндөр зэргээс хамаарна.

Тухайн нутгийн агаарын даралт мэдэгдэж байвал дараах томъёогоор агаарын урсгалын нягтыг олно.

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (2)$$

Энд,

- ρ - агаарын урсгалын нягт, кг/м³;
- P - агаарын даралт, Па;

R -хийн тогтмол, (287 Дж/кг • °К);

T -агаарын хэм, °К (°С+273),

Тухайн бүс нутгийн агаарын даралтыг мэдэх боломжгүй тохиолдолд хэмжилтийн цэг байрлах газрын өндөршил болон агаарын температураас хамаарсан дараах илэрхийллийг ашиглана.

$$\rho = \left(\frac{P_0}{RT} \right) \exp\left(\frac{-g \cdot z}{RT} \right) \quad (3)$$

Энд,

ρ -агаарын урсгалын нягт, кг/м³;

P_0 -далайн түвшин дэх стандарт агаарын даралт(101.325Па),

R -хийн тогтмол, (287 Дж/кг • °К);

T -агаарын хэм, °К (°С+273),

g -дэлхийн татах хүчний хурдатгал (9.8 м/с²);

z -далайн түвшнээс дээшхи өндөршил, м

Б 2. Салхины эрчим хүчний энергийн нягтрал

Салхины эрчим хүчний энергийн нягтралыг дараах илэрхийллээр тооцно:

$$D_{WE} = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m (\rho) (v_j^3) t_j \quad (4)$$

Энд,

D_{WE} - салхины эрчим хүчний энергийн нягтрал, (Вт • ц)/м²;

m - салхины хурдны хэмжилтийн нийт утга;

ρ - агаарын урсгалын нягт, кг/м³;

V_j^3 - j -дугаар хэмжилтийн салхины хурдны куб, м/с;

t_j - хэмжилтийн j -дугаар салхины хурдны утгыг илтгэх хугацаа;

Б 3. 2.18 Салхины босоо шилжлэгийг хүчний хуулиар тооцох томъёо ба шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент

Салхины босоо шилжлэгийг хүчний хуулиар дараах томъёогоор тооцно.

$$v_2 = v_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad (5)$$

Энд,

- α - шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент;
- v_2 - z_2 өндөрт харгалзах салхины хурд, м/с;
- v_1 - z_1 өндөрт харгалзах салхины хурд, м/с.

Салхины босоо шилжлэгийг илтгэгч зэргийн коэффициент(α)-ийг дараах тэгшитгэлээр олно:

$$\alpha = \frac{\log(v_2 / v_1)}{\log(z_2 / z_1)} \quad (6)$$

Б 4. Салхины хуйлралтын эрчим

10 минутын хугацаанд харгалзах салхины хуйлралтын эрчмийг дараах илэрхийллээр тооцно. Салхины хурдны стандарт хазайлтыг салхины дундаж хурдтай харьцуулсан харьцааг салхины хуйлралтын эрчим гэнэ. Тодорхой хугацаанд харгалзах хэмжилтийн ижил өгөгдлийг тооцоонд ашиглана.

$$I_T = \frac{\sigma}{V} \quad (B7)$$

Энд,

- I_T - салхины хуйлралтын эрчим;
- σ - 10 минутын хугацаанд харгалзах стандарт хазайлт, m/s;
- V - 10 минутын хугацаанд харгалзах салхины дундаж хурд, м/с.

Салхин төхөөрөмжийн булын өндөр дэх тогтмол хуйлралттай салхины горимд харгалзах салхины хурдны стандарт хазайлтын төлөөлөх утгыг тооцохдоо дараах илэрхийллийг ашиглана.

$$\sigma_1 = I_{ref} (0.75V_{hub} + b); b = 5.6m / s \quad (8)$$

Энд,

- σ_1 - хуйлралтын стандарт хазайлтын төлөөллийн утга;
- V_{hub} - салхины төхөөрөмжийн булын өндөр дэхь салхины хурд.

Б 5. Хэмжилтийн цэгүүд хоорондын харилцан хамаарал

Хэмжилтийн цэгүүдэд хэмжсэн салхины үзүүлэлтийн хоорондын хамаарлыг тогтоох корреляцийн коэффициентийг дараах томъёогоор тооцоолж болно.

$$R(V_{S_1}, V_{S_2}) = \frac{Cov(V_{S_1}, V_{S_2})}{\sqrt{Var[V_{S_1}]Var[V_{S_2}]}} \quad (9)$$

Энд,

- $R(V_{S_1}, V_{S_2})$ - S_1 ба S_2 хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондох салхины хурдны цуваа корреляцийн коэффициент;
- $Cov(V_{S_1}, V_{S_2})$ - S_1 ба S_2 хэмжилтийн цэгүүдийн хоорондох салхины хурдны цуваа коварианс;
- $Var[V_{S_1}]$ - S_1 хэмжилтийн цэгийн салхины хурдны хэлбэлзэл;
- $Var[V_{S_2}]$ - S_2 хэмжилтийн цэгийн салхины хурдны хэлбэлзэл.

Б 6. Жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэл

Салхин төхөөрөмжийн жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэл нь нэг жилийн хугацаанд үйлдвэрлэх бодит цахилгаан эрчим хүчний нийлбэртэй тэнцүү байна. Салхин турбины жилийн эрчим хүчний үйлдвэрлэлийг дараах томъёогоор тооцно.

$$AEP=8760\sum_{i=1}^n P_i f_i \quad (10)$$

Энд,

- 8760 - жилийн нийт цаг,
- n - салхины хурдны интервалын тоо,
- P_i - чадлын муруйн интервалд харгалзах i -р салхины хурданд үйлдвэрлэх чадлын хэмжээ, кВт;
- f_i - i -р салхины хурдны интервалд харгалзах магадлалын функц.

Салхины хурдны интервал тус бүрийн магадлалыг Вейбуллын магадлалын функцээр тооцно.

$$f_i = \exp\left[-\left(\frac{v_1}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v_2}{c}\right)^k\right] \quad (11)$$

Энд,

- v_1, v_2 - i -р салхины хурдны интервалын хамгийн бага ба хамгийн их утга, м/с;
- c - Вейбуллын тархалтын функций хэлбэрийн коэффициент;
- k - Вейбуллын тархалтын функций хэмжээсийн масштабын коэффициент.

ХАВСРАЛТ В

ЗАСВАРЛАСАН САЛХИНЫ ХЭМЖИЛТИЙН УТГААР САЛХИНЫ НӨӨЦИЙН ҮНЭЛГЭЭГ ТОДОРХОЙЛОХ

В 1. Төлөөлөх жилийн засварласан салхины хэмжилтийн утгаар салхины нөхцлийн үндсэн үзүүлэлтийг тодорхойлж, дараах хүснэгтээр харуулав.

Огноо: 2016-05-07

Салхин цахилгаан станцын нэр	XXX	Салхины хэмжилтийн цэгийн тоо	XX 01
Салхин цахилгаан станцын байршил	XX аймаг XX сум		
Салхины хэмжилтийн талбайн байршил	Е 107°27'30", N 42°47'1"	Өндөр (м)	928
Хэмжилт эхэлсэн огноо	2015-01-01 0:00 цаг	Өгөгдөл сэргээх хувь	95%
Хэмжилт дууссан огноо	2015-12-31 23:00цаг		

Урт хугацааны ажиглалтын станцын нэр	XXX	Хэмжилтийн цэгийн байршил	XX аймаг XX сум
Газар зүйн байршил	Е 107°27'30", N42°47'1"	Өндөр (м)	834
Салхин цахилгаан станц ба урт хугацааны ажиглалтын станц хоёрын хоорондын зай (км).			XX

Салхины бүсэд харгалзах салхины нөхцлийн үндсэн үзүүлэлтүүд		Хэмжилтийн өндөр (м)					Ангилал
		80	70	50	30	10	
Салхины хүчний нягтрал (Вт/м ²)		493	430	379	288	172	3
Жилийн дундаж салхины хурд (м/с)		8.0	7.6	7.4	6.7	5.5	
Салхины босоо шилжлэгийн илтгэгч	0.177	Салхины хамгийн их болон дээд хурд (м/с)			Салхины чиглэл	Хэмжилтийн огноо	
Зонхилох салхины чиглэл	SW、WSW、NE	Хэмжилтийн цэг дэх салхины хамгийн их хурд	24.9	WSW	2015-08-16		
Дундаж агаарын нягт (кг/м ³)	1.107	Хэмжилтийн цэг дэх салхины дээд хурд	28.1	WSW	2015-08-16		
Жилийн дундаж хуйлралтын эрчим (80м)	0.12	Удаан хугацааны ажиглалтын цэг дэх салхины хамгийн их хурд	XX	XX	XX		
		Удаан хугацааны ажиглалтын цэг дэх салхины дээд хурд	XX	XX	XX		

В 2. Төлөөлөх жилийн салхины хэмжилтийн засварласан утга

Үзүүлэлтүүд	Салхины хурд (v)	Салхины чиглэл (D)	Салхины хуйлралтын эрчим (I_T)	Температур (T)	Даралт (P)	Хэмжилтийн өндрийн тэмдэглэгээ				
						a	b	c	d	e
Хэмжих нэгж	м/с	градус		$^{\circ}\text{C}$	кПа					
Хэмжилтийн өндөр	a, b, c, d, e	a, b, c, d, e	a, b, c, d, e	e	e	80м	70м	50м	30м	10м

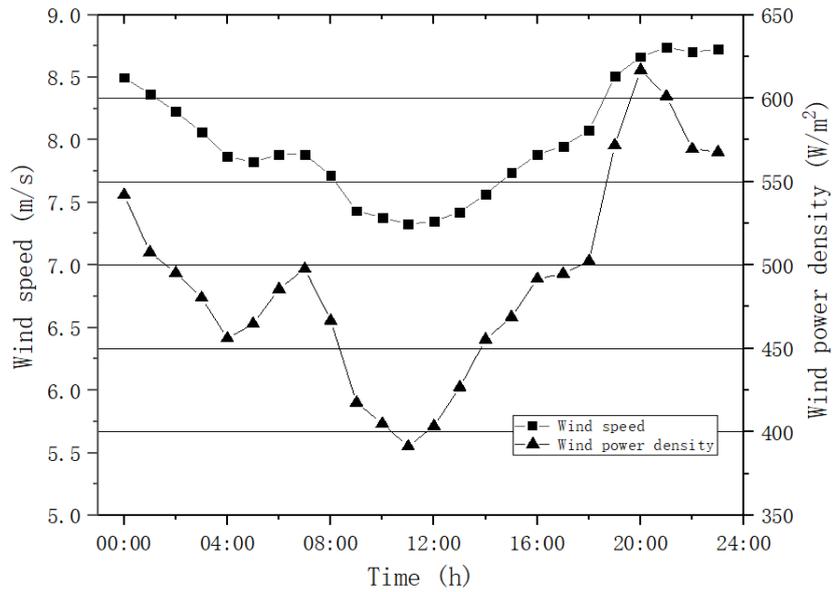
Огноо	Цаг	V_a	V_b	V_c	V_d	V_e	D_a	D_b	D_c	D_d	D_e	I_{Ta}	I_{Tb}	I_{Tc}	I_{Td}	I_{Te}	T_e	P_e
150101	00	14	12.8	10.9	8.5	5.9	230	-	230	-	226	0.03	0.03	0.04	0.06	0.11	-	91.7
																	15.0	
150101	01	15.3	14.2	12.6	9.6	6.7	231	-	232	-	231	0.03	0.03	0.04	0.06	0.10	-	91.6
																	15.6	
.....																		
151231	22	17.3	16.3	14.9	12.6	9.9	229	-	232	-	232	0.03	0.03	0.05	0.07	0.09	-5.1	90.9
151231	23	17.8	16.7	15.2	12.9	10.1	230	-	233	-	235	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	-6.0	90.9

ХАВСРАЛТ Г

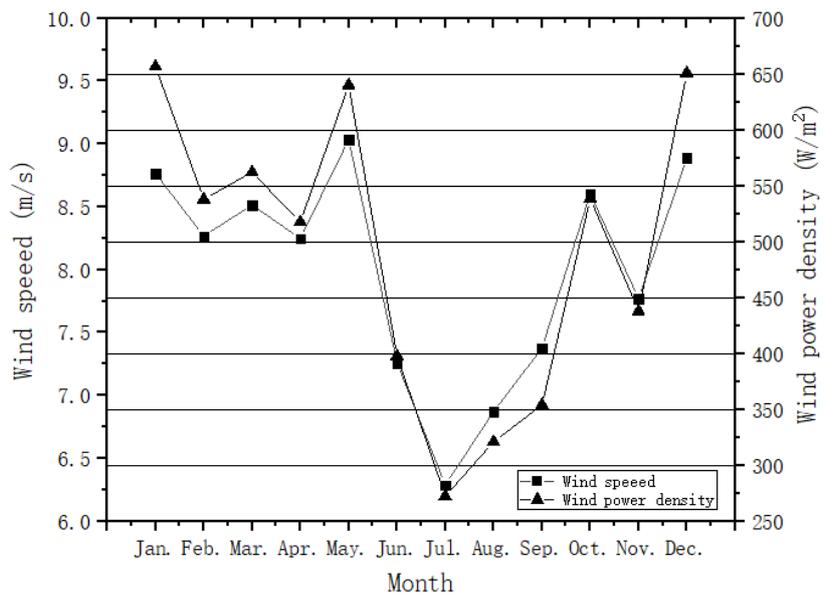
САЛХИНЫ НӨӨЦИЙН ҮНЭЛГЭЭНИЙ ГРАФИКУУД

Г 1: Жилийн салхины нөөцийн үзүүлэлт

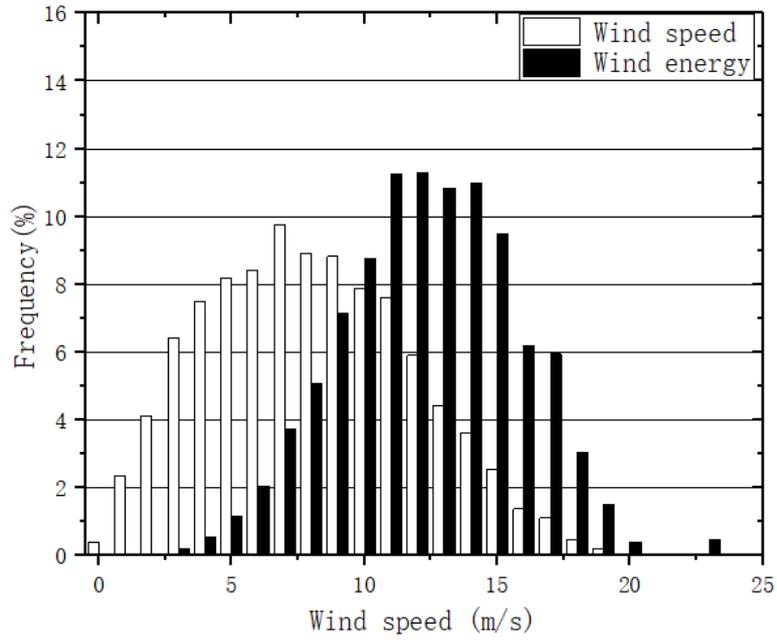
Салхины хэмжилтийн өгөгдлийг боловсруулж, тухайн газрын жилийн салхины нөөцийн үзүүлэлтийг дараах зурагт харуулав.



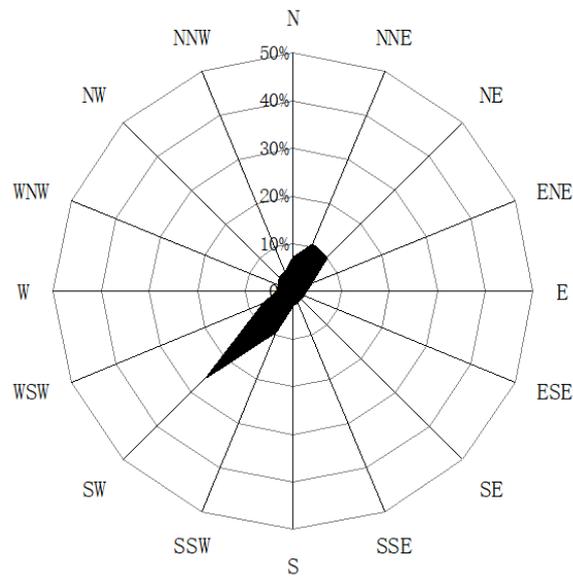
Зураг 1. Салхины хурд ба салхины хүчний нягтарлын жилийн хоногийн хэлбэлзлийн муруй



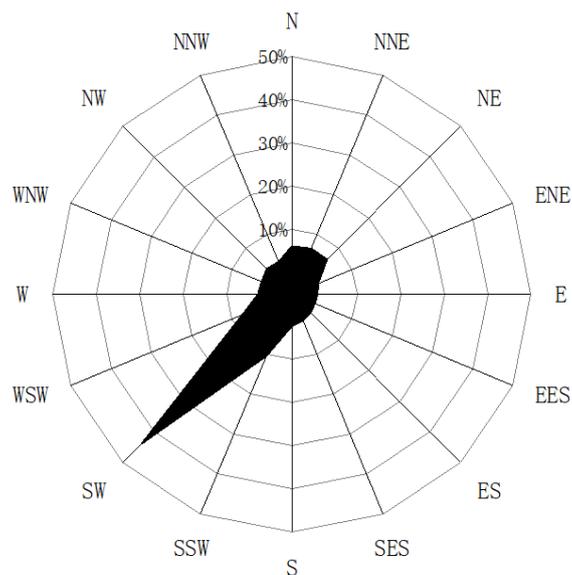
Зураг 2. Салхины хурд ба салхины хүчний нягтарлын жилийн хэлбэлзлийн муруй



Зураг 3. Салхины хурд ба салхины эрчим хүчний жилийн давтамжийн тархалтын гистограм

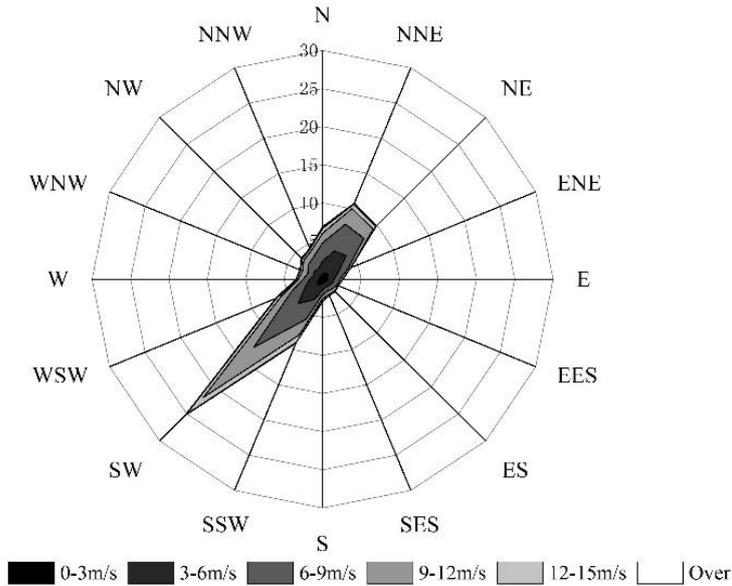


Зураг 4. Жилийн салхин дэлбээ



Зураг 5. Жилийн салхины эрчим хүчний дэлбээ

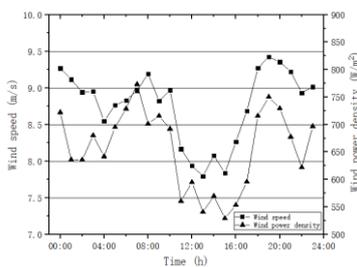
2015		Салхины хурд (м/с)						Нийт
		0-3	3-6	6-9	9-12	12-15	Дээш	
Салхины чиглэл (°)	N	0.66%	1.70%	2.41%	1.28%	0.61%	0.23%	6.89%
	NNE	0.85%	3.14%	3.80%	2.21%	0.65%	0.12%	10.78%
	NE	1.01%	3.34%	3.23%	1.69%	0.49%	0.10%	9.86%
	ENE	0.77%	1.40%	1.41%	0.41%	0.05%	0.00%	4.04%
	E	0.64%	0.87%	0.79%	0.33%	0.01%	0.00%	2.63%
	EES	0.58%	0.79%	0.68%	0.16%	0.03%	0.00%	2.24%
	ES	0.52%	0.62%	0.68%	0.38%	0.08%	0.01%	2.29%
	SES	0.44%	0.70%	0.54%	0.48%	0.16%	0.01%	2.33%
	S	0.57%	0.81%	0.63%	0.53%	0.34%	0.08%	2.96%
	SSW	0.80%	2.09%	2.80%	2.20%	1.04%	0.20%	9.13%
	SW	0.94%	3.56%	8.18%	9.28%	3.17%	0.18%	25.30%
	WSW	0.65%	1.74%	2.05%	1.41%	0.62%	0.17%	6.63%
	W	0.51%	1.18%	0.84%	0.61%	0.25%	0.09%	3.47%
	WNW	0.40%	0.89%	0.78%	0.76%	0.31%	0.06%	3.20%
	NW	0.49%	0.98%	1.20%	0.81%	0.27%	0.13%	3.88%
NNW	0.38%	1.08%	1.68%	0.82%	0.31%	0.10%	4.37%	
Нийт		10.21%	24.86%	31.71%	23.35%	8.39%	1.47%	100.00%



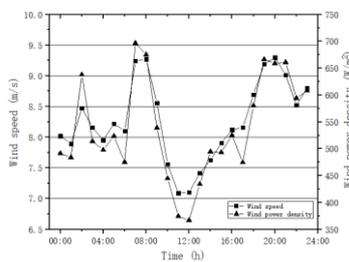
Зураг 6. Салхины чиглэлээр харуулсан салхины хурдны жилийн давтамж

Г 2: Сарын салхины нөхцөл

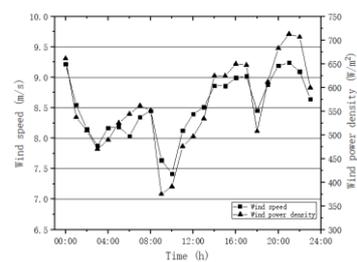
Салхины хурд, салхины хүчний нягтарал болон салхины чиглэлийн сарын хэлбэлзлийг доор харуулав.



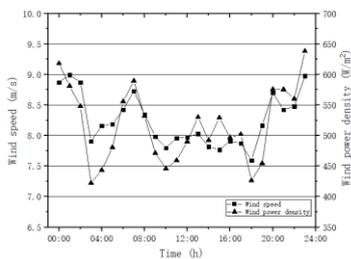
a) Нэгдүгээр сар.



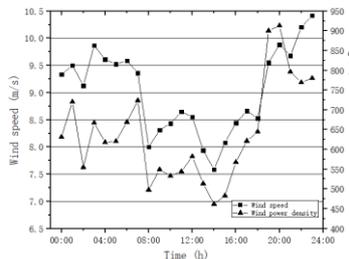
b) Хоёрдугаар сар.



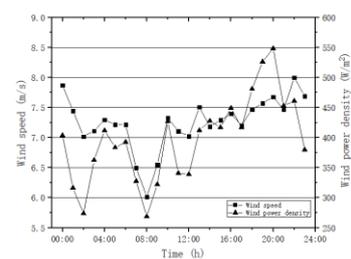
c) Гуравдугаар сар.



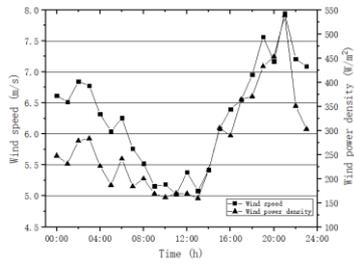
d) Дөрөвдүгээр сар.



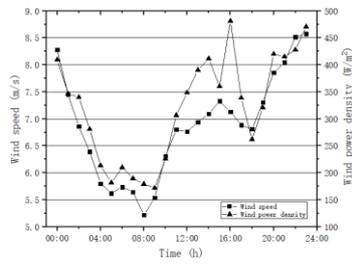
e) Тавдугаар сар.



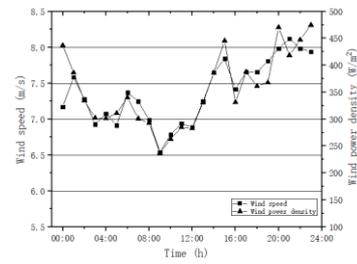
f) Зургаадугаар сар.



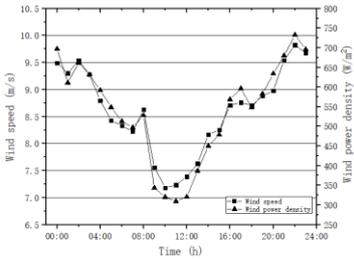
г) Долоодугаар сар.



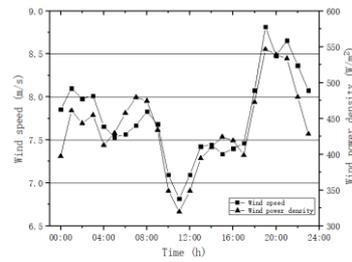
h) Найм дугаар сар.



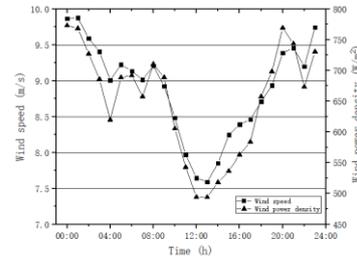
и) Ес дүгээр сар.



j) Аравдугаар сар.

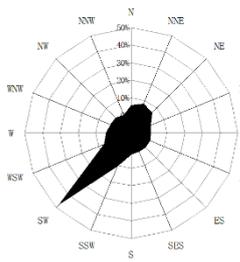


к) Арван нэгдүгээр сар.

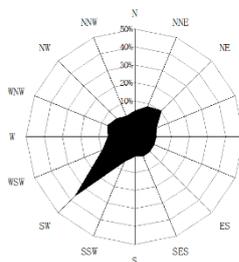


l) Арван хоёрдугаар сар.

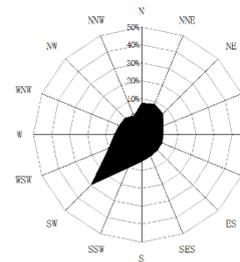
Зураг 7. Сар тус бүрийн салхины хурд болон салхины хүчний хоногийн хэлбэлзлийн муруй



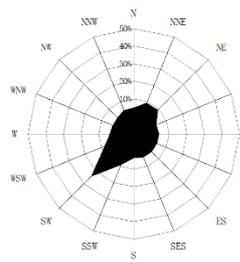
a) 1-р сар.



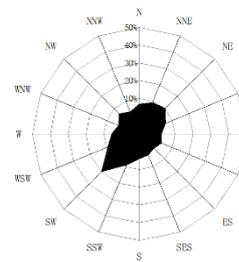
b) 2-р сар.



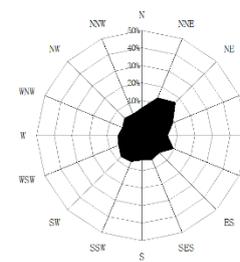
c) 3-р сар.



d) 4-р сар.

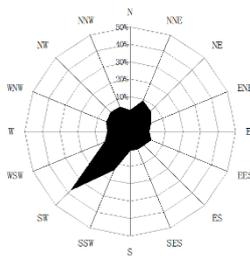


e) 5-р сар.

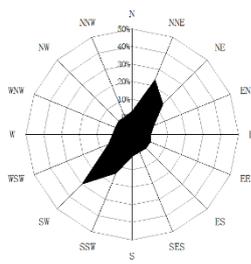


f) 6-р сар.

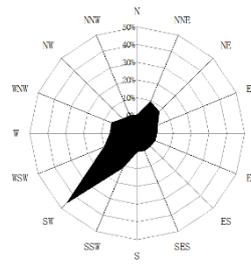
г) 7-р сар.



h) 8-р сар.



i) 9-р сар.

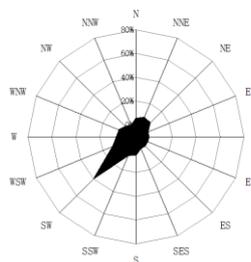
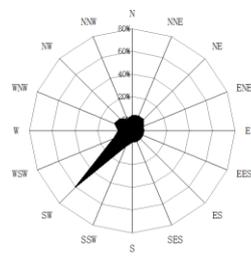
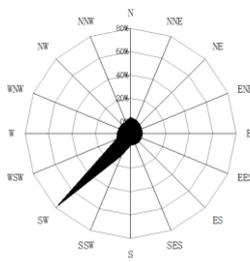


ж) 10-р сар.

к) 11-р сар.

л) 12-р сар.

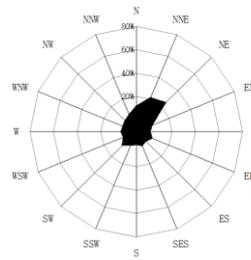
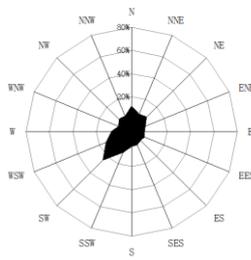
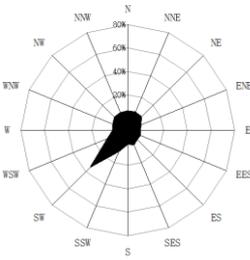
Зураг 8. Сар тус бүрийн салхин дэлбээ



а) 1-р сар.

б) 2-р сар.

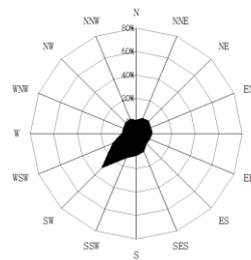
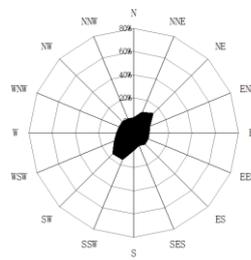
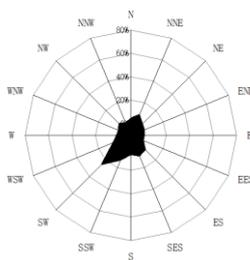
в) 3-р сар.



д) 4-р сар.

е) 5-р сар.

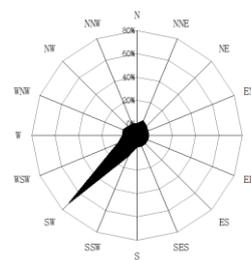
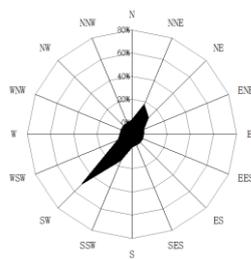
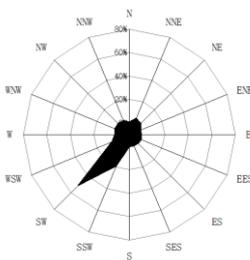
ф) 6-р сар.



г) 7-р сар.

h) 8-р сар.

i) 9-р сар.



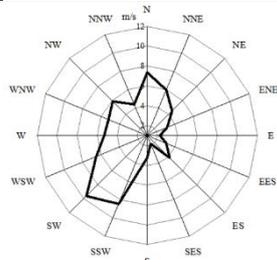
ж) 10-р сар.

к) 11-р сар.

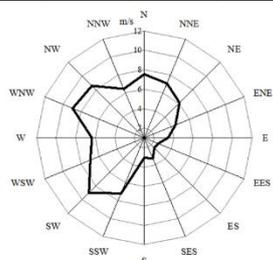
л) 12-р сар.

Зураг 9. Сар тус бүрт харгалзах салхины эрчим хүчний салхин дэлбээ

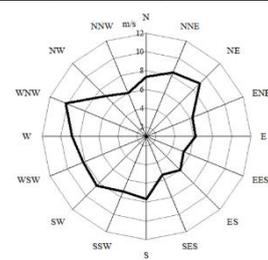
Салхины чиглэл (°)	Салхины дундаж хурд (м/с)											
	1сар	2сар	3сар	4сар	5сар	6сар	7сар	8сар	9сар	10сар	11сар	12сар
N	7.36	7.54	7.36	8.31	9.98	8.48	6.03	6.08	6.52	6.47	6.54	4.31
NNE	5.97	7.06	8.36	7.60	8.43	8.42	6.02	6.26	5.67	7.12	7.66	6.93
NE	4.52	6.10	8.97	7.32	7.89	8.47	4.87	6.63	5.75	7.05	6.68	4.75
ENE	3.16	4.44	6.26	5.80	6.69	6.27	4.55	6.20	6.07	5.50	4.86	2.96
E	2.27	3.43	6.19	4.62	6.73	5.59	4.95	6.05	6.65	3.56	2.16	2.04
EES	3.06	2.53	5.26	5.00	4.74	5.70	4.64	6.12	5.73	6.63	2.02	1.44
ES	4.15	2.46	6.05	6.22	6.61	5.60	7.65	6.08	6.09	5.84	3.31	1.24
SES	1.90	3.30	5.41	8.08	6.51	5.35	7.64	5.49	8.55	4.01	3.81	0.58
S	3.22	3.04	7.67	6.73	8.26	4.61	7.63	7.65	8.59	4.91	5.89	2.41
SSW	8.46	7.18	7.35	8.44	8.79	5.60	7.70	8.06	7.74	8.61	7.61	7.27
SW	9.60	9.00	8.41	8.78	8.87	6.06	7.40	7.60	7.87	8.65	8.15	9.28
WSW	6.52	6.96	8.20	7.89	9.50	5.80	5.95	8.81	7.57	7.59	6.27	7.41
W	5.30	6.35	8.83	7.03	9.21	6.07	4.44	8.35	5.52	6.52	4.44	6.89
WNW	5.19	8.92	10.2	8.02	7.70	8.02	4.28	6.95	5.74	7.44	2.85	7.92
NW	5.88	8.56	7.08	10.2	8.32	7.47	5.60	6.20	6.47	7.28	4.01	7.53
NNW	4.39	6.46	6.01	8.79	9.33	8.07	6.09	6.80	7.24	7.70	4.53	6.17



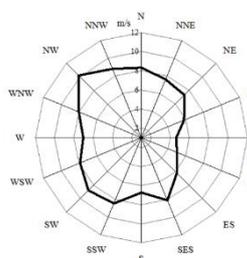
a) 1-р сар.



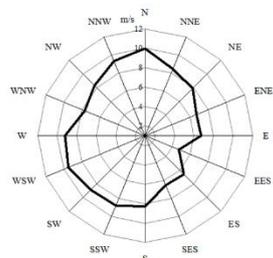
b) 2-р сар.



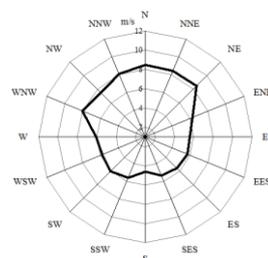
c) 3-р сар.



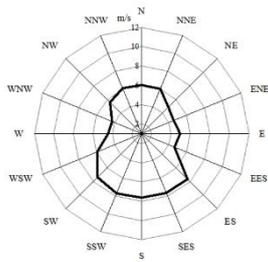
d) 4-р сар.



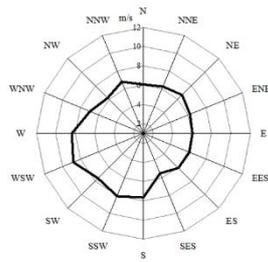
e) 5-р сар.



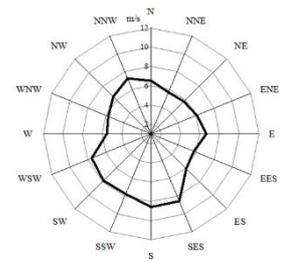
f) 6-р сар.



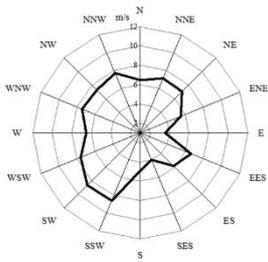
г) 7-р сар.



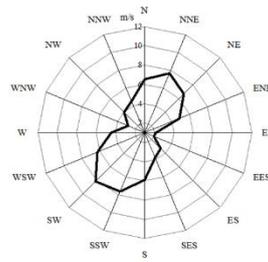
h) 8-р сар.



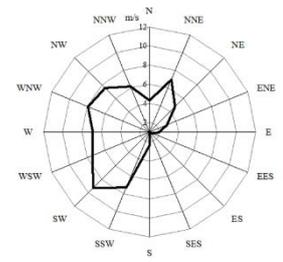
и) 9-р сар.



j) 10-р сар.



к) 11-р сар .

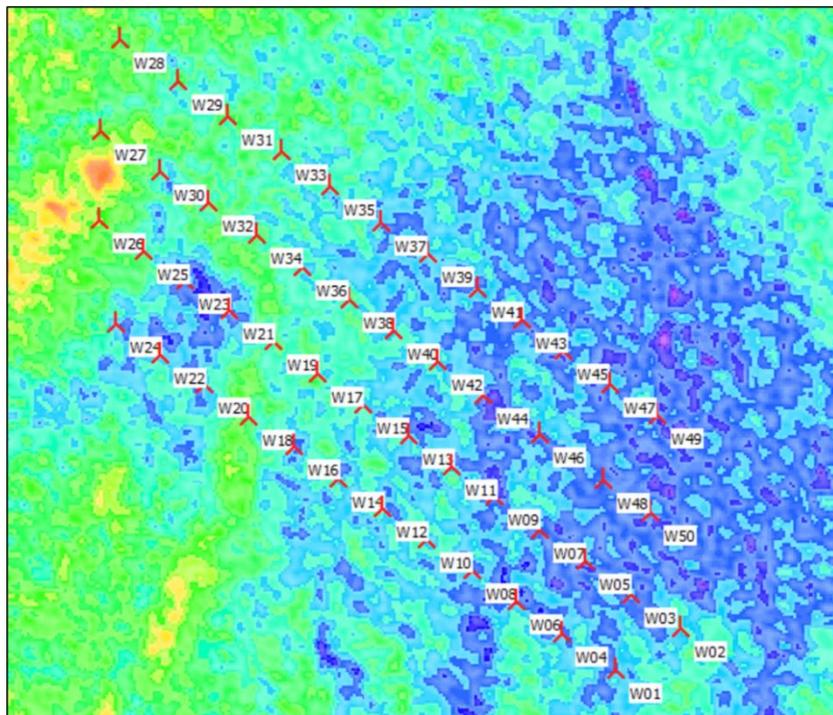


л) 12-р сар.

Зураг 10. Салхины чиглэлээс хамаарсан сарын дундаж салхины хурд

Д. Эрчим хүчний үйлдвэрлэл

Салхин сэнсний төрөл: DEW-D4200-155



Зураг 11. Салхин цахилгаан станц дахь салхин цахилгаан үүсгүүр тус бүрийн тодорхой байршил.

Хүснэгт 10. Салхин цахилгаан станц дахь салхин цахилгаан үүсгүүр тус бүрийн тодорхой байршил.

Салхин сэнсний дугаар	1-р сар	2-р сар	3-р сар	4-р сар	5-р сар	6-р сар	7-р сар	8-р сар	9-р сар	10-р сар	11-р сар	12-р сар	Жилийн дундаж
W01	1461.6	1192.9	1423.5	1303.0	1512.0	1053.8	866.3	991.0	1151.3	1460.4	1241.0	1521.9	15178.8
W02	1430.2	1186.6	1412.1	1307.0	1532.1	1096.7	887.2	1037.9	1151.9	1442.1	1243.2	1485.0	15212.2
W03	1421.2	1173.1	1386.5	1279.5	1506.0	1056.4	850.6	1004.3	1120.9	1431.5	1234.4	1481.8	14946.4
W04	1451.6	1186.0	1413.9	1285.7	1498.2	1023.8	838.6	955.9	1128.0	1445.8	1218.5	1510.8	14956.8
W05	1399.7	1146.5	1363.6	1256.1	1476.8	1021.1	815.8	958.0	1087.5	1405.2	1187.4	1455.4	14573.3
W06	1451.7	1184.9	1410.7	1280.7	1492.1	1011.4	830.3	942.7	1120.0	1441.8	1214.3	1511.1	14891.8
W07	1401.8	1144.7	1365.2	1250.2	1471.8	1011.0	812.7	942.4	1073.8	1400.4	1179.9	1453.3	14507.2
W08	1451.8	1184.3	1410.0	1279.8	1490.8	1008.8	831.4	940.0	1114.9	1441.8	1216.8	1512.7	14883.2
W09	1393.2	1141.0	1359.5	1241.1	1463.7	1002.1	795.8	927.7	1064.2	1391.4	1161.2	1438.8	14379.7
W10	1454.2	1185.5	1411.9	1279.1	1491.9	1008.5	830.7	938.3	1114.8	1444.1	1213.1	1514.5	14886.6
W11	1404.2	1152.9	1367.9	1248.8	1473.3	1003.2	797.3	932.1	1072.1	1406.4	1186.5	1463.3	14508.0
W12	1457.5	1187.9	1415.1	1280.4	1492.4	1006.9	829.9	935.4	1113.8	1447.1	1214.8	1517.3	14898.4
W13	1398.9	1145.7	1360.3	1241.5	1464.7	992.8	791.1	918.7	1060.3	1398.3	1177.3	1457.6	14407.2
W14	1454.0	1185.4	1409.4	1274.5	1486.4	1000.0	823.2	925.8	1104.1	1442.1	1209.9	1514.3	14828.9
W15	1405.0	1150.3	1366.1	1245.5	1469.4	996.1	793.5	920.3	1064.0	1404.4	1181.0	1464.7	14460.2
W16	1456.1	1186.8	1410.9	1275.8	1487.8	1001.2	824.4	926.7	1105.1	1444.8	1210.4	1517.2	14847.2

W17	1419.1	1166.9	1382.9	1257.2	1482.6	1007.5	804.8	930.4	1079.3	1420.0	1194.2	1483.0	14627.8
W18	1473.8	1206.5	1432.2	1291.5	1505.4	1017.5	839.4	942.0	1125.6	1466.6	1228.3	1539.7	15068.5
W19	1421.9	1168.8	1381.5	1256.8	1482.5	1006.9	804.8	932.8	1077.8	1422.6	1199.2	1486.5	14642.1
W20	1457.7	1188.8	1411.7	1273.7	1487.3	997.5	819.2	920.2	1100.9	1445.4	1210.5	1518.8	14831.6
W21	1406.3	1153.4	1364.4	1241.0	1463.3	986.7	783.7	907.0	1053.2	1399.2	1175.6	1466.7	14400.4
W22	1460.9	1191.7	1414.1	1273.4	1489.0	995.4	817.7	917.9	1098.8	1448.5	1211.4	1524.5	14843.3
W23	1420.5	1161.9	1371.4	1248.4	1468.6	991.6	793.7	912.6	1059.1	1408.3	1188.4	1481.2	14505.7
W24	1468.9	1206.5	1421.3	1281.8	1504.2	1005.6	827.4	928.8	1108.9	1464.9	1210.2	1545.8	14974.4
W25	1472.2	1205.6	1421.4	1279.3	1503.1	1008.9	821.2	932.0	1097.9	1467.4	1226.1	1537.1	14972.1
W26	1503.3	1240.5	1459.1	1311.4	1540.9	1046.5	866.2	973.1	1142.7	1509.5	1250.5	1580.1	15423.9
W27	1508.0	1252.0	1460.3	1318.0	1551.2	1061.1	870.4	993.0	1149.6	1519.9	1276.0	1590.8	15550.3
W28	1514.3	1269.2	1477.3	1335.7	1579.0	1096.2	893.0	1031.7	1168.9	1533.8	1292.3	1592.2	15783.7
W29	1467.8	1229.2	1435.1	1308.7	1551.5	1082.1	868.9	1012.7	1130.6	1482.9	1256.4	1535.0	15360.6
W30	1438.1	1195.3	1399.9	1275.5	1503.6	1033.7	829.6	953.1	1086.6	1442.4	1206.7	1508.6	14873.0
W31	1451.3	1222.5	1428.5	1304.6	1546.0	1082.9	867.3	1013.1	1124.0	1472.4	1248.3	1518.0	15278.7
W32	1421.7	1178.1	1382.7	1261.7	1490.6	1023.7	816.3	946.2	1072.6	1424.9	1205.7	1486.9	14711.1
W33	1440.6	1208.8	1412.1	1293.3	1538.0	1076.1	857.7	1010.1	1112.3	1460.1	1237.8	1502.1	15148.9
W34	1421.8	1175.2	1379.6	1260.9	1489.9	1021.9	815.6	947.7	1072.4	1425.4	1210.7	1485.5	14706.6
W35	1430.0	1198.7	1401.3	1285.4	1529.9	1068.1	849.7	1001.3	1102.4	1448.5	1229.7	1488.5	15033.3
W36	1410.8	1165.3	1369.3	1251.8	1482.5	1013.4	803.0	937.4	1063.8	1414.4	1199.5	1473.0	14584.1

W37	1426.9	1190.9	1395.5	1278.5	1521.2	1061.1	843.7	995.2	1095.4	1444.8	1225.3	1482.1	14960.6
W38	1411.9	1167.5	1374.9	1255.4	1487.5	1016.3	807.1	940.9	1070.7	1416.0	1198.3	1474.3	14620.8
W39	1424.3	1187.6	1394.4	1280.6	1521.6	1064.9	847.4	1000.3	1098.9	1441.8	1225.2	1476.7	14963.7
W40	1406.9	1163.3	1372.4	1252.9	1485.0	1014.6	805.0	940.0	1068.4	1413.1	1197.3	1467.2	14585.9
W41	1424.4	1189.5	1392.9	1279.9	1521.6	1063.5	846.7	1000.2	1099.1	1441.5	1224.5	1477.2	14960.9
W42	1401.6	1157.4	1370.0	1250.3	1479.2	1013.6	804.0	934.9	1066.3	1406.6	1183.3	1455.1	14522.4
W43	1421.9	1186.4	1390.9	1277.9	1521.4	1062.0	844.9	998.8	1099.4	1438.7	1223.6	1474.1	14940.0
W44	1392.7	1148.0	1359.8	1243.2	1471.6	1008.1	797.1	930.0	1059.6	1397.4	1174.0	1445.1	14426.4
W45	1415.3	1178.8	1385.8	1276.3	1516.1	1061.7	845.4	998.9	1097.1	1431.5	1219.3	1464.3	14890.2
W46	1403.1	1158.4	1360.4	1250.5	1474.2	1018.4	808.0	946.6	1068.9	1406.6	1182.5	1459.2	14536.7
W47	1415.3	1183.0	1392.3	1284.3	1524.2	1072.4	854.7	1011.0	1106.7	1433.8	1221.2	1467.1	14966.0
W48	1389.5	1151.1	1360.2	1251.9	1480.9	1031.0	813.5	962.0	1079.8	1397.0	1166.3	1440.3	14523.5
W49	1419.5	1186.9	1394.8	1290.8	1520.9	1081.6	860.1	1013.3	1112.9	1439.6	1216.4	1466.9	15003.7
W50	1405.7	1168.6	1379.2	1279.8	1507.3	1073.7	853.2	1011.6	1113.6	1419.8	1216.1	1461.1	14889.8
Sum	71660.7	59136.8	69816.0	63691.0	75030.8	51560.1	41499.2	48023.8	54910.9	71852.8	60620.7	74674.0	742476.8

中国科学技术交流中心

国科交函字〔2022〕22号

中国科学技术交流中心关于下达国家重点 研发计划政府间/港澳台重点专项项目 综合绩效评价结论的通知

各项目承担单位：

你单位牵头承担的项目执行期已满。按照《国家重点研发计划管理暂行办法》（国科发资〔2017〕152号）和《国家重点研发计划资金管理办法》（财教〔2021〕178号）等文件要求，我中心组织对该项目进行了综合绩效评价，现将综合绩效评价结论下达你单位。

一、项目综合绩效评价结论

项目编号：2017YFE0109000

项目名称：蒙古国南戈壁区域风能资源时空特性及中蒙风电合作开发场景研究

项目承担单位：华北电力大学

项目推荐部门：教育部

综合绩效评价结论：通过

技术平均分：91.4，财务平均分：85.67

结余资金（万元）：4.62，应上交结余（万元）：0

二、有关要求

留归单位使用的结余资金由项目承担单位和参与单位统筹用于本单位科研活动的直接支出。结余资金的使用和管理应严格按照中央财政科技计划资金管理的相关规定执行，项目单位应加强管理，规范使用，切实提高资金的使用效益。

对于应上交的结余资金，请项目牵头单位在收到综合绩效评价结论后1个月内及时组织回收项目的结余资金，汇总上交至指定账户（户名：中国科学技术交流中心，开户行：建设银行木樨地支行，账号：11001069200058002203），并备注“××（项目编号）结余”。

附件：项目综合绩效评价专家组意见表

中国科学技术交流中心
2022年5月9日



抄送：各项目推荐部门

国家重点研发计划项目
综合绩效评价专家组意见表

重点专项名称	政府间/港澳台重点专项		
项目编号	2017YFE0109000	项目名称	蒙古国南戈壁区域风能资源时空特性及中蒙风电合作开发场景研究
项目负责人	韩爽	项目牵头单位	华北电力大学
<p>专家组意见：</p> <p>1. 项目提供的验收文件资料齐全、内容翔实，完成了任务书所规定的研究任务和考核指标，达到了预期目标。 2. 项目突破了特大型风电基地贯序规划技术，揭示了南戈壁区域风资源时空分布规律，形成了高分辨率、高精度风能资源图谱；提出了南戈壁区域风电基地短-中-长期开发场景；建立了蒙古国《风能资源评估国家标准》，获蒙古国家标准计量局批准。研究成果服务于蒙古国风能资源评估与开发，并应用于我国两家新能源开发及设计单位对蒙古国大型风电基地的规划设计工作，助力“一带一路”可再生能源合作与全球能源互联网发展战略。 3. 国际合作成效显著，提升了中国在蒙古新能源研究和产业的影响力，成果为蒙古国风能资源开发提供了技术支撑，为中国企业进入蒙古风能资源开发提供了必要信息和便利条件。 4. 项目组织管理规范，人才培养情况良好。中蒙双方联合培养蒙古国博士生 2 名、本科生 5 名。 5. 建议进一步加大项目技术成果在中蒙两国的推广应用。</p>			
<p>综合绩效评价意见：</p> <p style="text-align: center;">通过</p>			